

5
2 ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES Y
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA SU APLICACION
EN MEXICO

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
MIGUEL ARAGON SANTOS
GERARDO ANTONIO OSEGUERA PEÑA

DIRECTOR DE TESIS: M.I. CARLOS ISLAS SILVA



MEXICO, D. F.

1991

FALLA DE ORIGEN



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.

TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
PARA SU APLICACION EN MEXICO

C O N T E N I D O

	Página
I. INTRODUCCION	
I.1 COMENTARIOS	1
I.2 HISTORIA DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	3
I.3 APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES....	4
II. PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES	
II.1 INTRODUCCION	8
II.2 METODO DE RADIOS LARGOS	12
II.3 METODO DE RADIOS MEDIOS	25
II.4 METODO DE RADIOS CORTOS	35
II.5 METODO DE RADIOS ULTRACORTOS	43
II.6 REGISTROS GEOFISICOS	49
II.7 FLUIDOS Y ESTABILIDAD DEL AGUJERO	58

	Página
III. TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES	
III.1 INTRODUCCION	67
III.2 TIPOS DE TERMINACION	68
III.3 CEMENTACION Y DISPAROS	75
III.4 ESTIMULACION Y FRACTURAMIENTO	90
IV. PRODUCCION DE POZOS HORIZONTALES.	
IV.1 INTRODUCCION	112
IV.2 CONCEPTOS BASICOS	115
IV.3 ANALISIS DE LA PRODUCCION	118
IV.4 CONIFICACION	136
IV.5 RECUPERACION SECUNDARIA	141
V. FACTIBILIDAD DE APLICACION EN MEXICO	
V.1 INTRODUCCION	145
V.2 YACIMIENTOS EN MEXICO	150
V.3 SELECCION DEL YACIMIENTO	161
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	167
NOMENCLATURA	173
REFERENCIAS	175
APENDICES	180

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 COMENTARIOS

Los objetivos del presente trabajo son revisar el estado actual de la tecnología de pozos horizontales, y el de hacer una breve descripción de algunas áreas en México donde es posible perforar pozos horizontales, con la finalidad de tener bases que sirvan en el futuro para determinar cuáles áreas son potenciales para la aplicación de esta renovada tecnología.

No se pretende hacer una guía completa de perforación, terminación y producción de pozos horizontales, ya que cada uno de estos temas es tan amplio que sería necesario el desarrollo de varios trabajos para poder tratar a detalle todos ellos. Se exponen las clasificaciones, métodos, herramientas e ideas principales, además los procedimientos generales que son utilizados en la aplicación de la tecnología de pozos horizontales.

En el Capítulo II. Perforación de Pozos Horizontales, se analizará cada una de las cuatro técnicas de perforación horizontal actualmente disponibles, las características de los fluidos utilizados en la perforación horizontal y los métodos utilizados para la toma de registros geofísicos en la sección propiamente horizontal del pozo, donde el efecto de la gravedad ya no contribuye a bajar las herramientas.

En el Capítulo III. Terminación de Pozos Horizontales, se analizarán los cinco tipos de terminación disponibles y puesto que es incluido el tipo de terminación en agujero entubado y cementado, conocido también como terminación con preparación para estimulación, se revisarán los temas concernientes a la cementación de las secciones curva y horizontal, los disparos, la estimulación y el fracturamiento en pozos horizontales.

En el Capítulo IV. Producción de Pozos Horizontales, se estudiarán las ecuaciones desarrolladas para predecir las producciones que se obtendrán de un pozo horizontal, el fenómeno de conificación y la recuperación secundaria.

En el Capítulo V, Factibilidad de Aplicación en México, se revisarán las provincias petroleras del país, su localización y tipos de estructuras (prestando especial interés a las áreas prioritarias y a los yacimientos gigantes de nuestro país), para poder recomendar aquellos que por sus características se adecuen mejor al desarrollo con pozos horizontales.

En el futuro se pretende seguir actualizando este trabajo, de tal manera que pueda ser de utilidad para todo aquel que se interese en el tema, cuando se acepte el uso de pozos horizontales en México.

Seguramente, otros profesionistas del área petrolera con mayor experiencia en el campo o con estudios más avanzados hubiesen podido realizar un trabajo más especializado sobre el tema, sin embargo se pone a consideración de los sinodales este proyecto de tesis con la seguridad de haber dado el mejor esfuerzo, en función de las posibilidades tanto técnicas como económicas.

I.2 HISTORIA DE LOS POZOS HORIZONTALES

La idea de perforar horizontalmente no es nueva, el concepto en realidad surgió en la década de los 20's con la intención de mejorar la producción de los yacimientos, pero fue a mediados de los 50's que se empezó a experimentar y a madurar la técnica. Se tuvieron intentos con éxito técnico en Rusia y E.U. en los 50's y en China en los 60's, sin embargo la conclusión a la que se llegó fue que los costos eran demasiado altos. En los 70's y principios de los 80's en Canadá se demostró la factibilidad técnica, sin embargo económicamente la solución no era rentable. **

A principios de los 80's, Elf Aquitaine, el Instituto Francés del Petróleo (IFP) y Horwell perforaron varios pozos horizontales en Francia (Lacq y Castera Lou) y posteriormente en Italia (campo costafuera Rospo Mare) demostrando que este tipo de pozos no sólo son factibles técnicamente, sino que económicamente resultaban todo un éxito; renovándose en los últimos años el interés a nivel mundial por esta tecnología, siendo su aplicación cada vez más común en regiones productoras de diversas partes del mundo; por ejemplo, en campos costafuera de la Bahía de Prudhoe (Alaska U.S.), Mar del Norte (Reino Unido), Helder y Zuidwal (Holanda), Dan (Dinamarca), Liuhua Sea (China), Castera Lou y Chateurenard (Francia), Estrecho de Bass (Australia), Cold Lake (Canadá), Java Sea (Indonesia), Fazenda Belém (Brasil) y el campo Rospo Mare (Italia), el primero que se desarrolla totalmente mediante pozos horizontales.

Actualmente en Latinoamérica ya se han perforado exitosamente varios pozos horizontales (Brasil, Argentina, Venezuela y Colombia) y existen proyectos en estudio que envuelven la perforación de varios cientos de pozos horizontales para desarrollar grandes reservas de aceite y alcanzar relaciones de incrementos de producción con respecto a los incrementos en costos muy superiores a uno, en varios yacimientos, como el Lago

** Referencias al final del trabajo.

de Maracaibo (Venezuela), el Sierra Negra (Argentina), Cesar Rancher a (Colombia) y el Orucu (Brasil).²

En México se han perforado recientemente 4 pozos horizontales en Agua Fr.a, Puebla, sin embargo todavía se tiene que madurar la técnica y conocer mejor las ventajas que ofrecen los pozos horizontales (tanto en formaciones calcáreas como en areniscas).

1.3 APLICACIONES DE UN POZO HORIZONTAL

La aplicación de todo proyecto, por brillante que este sea por las innovaciones que posea o por la experiencia que de él se obtenga, estará supeditado siempre al factor económico.

La pregunta necesaria es la siguiente:

¿ Es conveniente invertir en la perforación y terminación de un pozo horizontal ?

La tecnología de pozos horizontales representa una nueva alternativa económica, destinada a lograr una eficiente explotación de los yacimientos petroleros. Resultando por demás atractivo poder obtener producciones de aceite mayores o iguales al sustituir un esquema clásico de varios pozos de desarrollo verticales por otro conteniendo un menor número de pozos horizontales, dividiendo su número por un factor del orden de cuatro a seis (Fig.1.1).³

Aun más, sustituir los doce pozos direccionales de desarrollo o inyectores perforados desde una plataforma fija típica por cuatro pozos horizontales utilizando plataformas marinas más pequeñas, operadas con menos personal, y con menores gastos de operación y mantenimiento.

Al desarrollar un campo con pozos horizontales, los costos de perforación del primer pozo resultarán muy superiores a los costos de un pozo vertical vecino. Sin embargo una vez adquirida la experiencia necesaria los costos de perforación se abaten hasta ser de 1.4 a 2.0 veces mayores que un pozo vertical convencional.^{4,5}

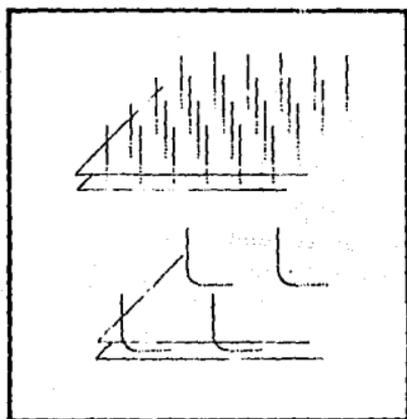


FIG.1.1. SISTEMAS EQUIVALENTES DE PRODUCCION.³

En yacimientos con horizontes productores de poco espesor, en los que se requeriría un gran número de pozos verticales para efectuar su desarrollo, la perforación de unos cuantos pozos horizontales representa una alternativa económica de explotación.

El aumento en productividad para pozos horizontales alcanza factores de tres a cinco veces más y en yacimientos con sistemas de fracturas verticales paralelas un pozo horizontal perforado perpendicularmente a ellas, es susceptible de atravesarlas pudiendo obtener incrementos de productividad mucho mayores, como el caso del campo costafuera Rospo-Mare en Italia donde se obtuvieron incrementos de productividad de diez y más con respecto a los pozos verticales vecinos.⁵

Es posible minimizar los problemas de conificación al situar estructuralmente un pozo horizontal en lo alto o bajo del yacimiento para retardar al máximo la conificación de agua y/o gas, según sea el caso; aún obteniendo producciones superiores se causa una caída de presión más moderada y consecuentemente un avance más lento de los contactos agua-aceite y/o gas-aceite.

La superficie del contacto agua-aceite para un pozo horizontal adopta una característica forma de "cresta" y no la forma tradicionalmente "cónica" que se presenta en los pozos verticales y direccionales; el barrido vertical es más eficiente y por consiguiente la recuperación de hidrocarburos se incrementa.

Los pozos horizontales además presentan ventajas para la recuperación secundaria y mejorada, implantando rampas de inyección a una profundidad definida dentro del yacimiento que permita un barrido de hidrocarburos más eficiente.⁴

Es posible definir con mayor detalle la evolución de las facies geológicas y la distribución de los fluidos en el yacimiento auxiliándose de herramientas nucleadoras y de los registros geofísicos.

Sin embargo, los pozos horizontales no son la panacea y en alguna ocasión será más conveniente perforar un pozo direccional que uno horizontal, pues lo que se pretende es tener una mayor área de contacto del pozo perforado con la formación productora y dependiendo de los echados y accidentes geológicos de la formación, en algunos casos esto solo será posible con desviaciones menores de noventa grados, además los pozos exploratorios siempre son verticales y seguirán siendo utilizados para obtener la mayor información posible de un nuevo yacimiento en campos tanto terrestres como costafuera.

CAPITULO II

PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES

II.1 INTRODUCCION

La perforación de pozos horizontales no es ninguna novedad, sin embargo la tecnología que se emplea actualmente si lo es. Desde el inicio de los 80's, la perforación de pozos horizontales ha sido utilizada para incrementar las producciones en más de 700 pozos de aceite y gas alrededor del mundo. Aproximadamente 200 pozos horizontales fueron perforados solamente en el año de 1988.

La Fig.2.1 da una idea precisa del incremento en el número de pozos horizontales perforados en los últimos años; se nota el incremento preferente hacia los métodos de radios medios y radios largos a partir de 1986, mientras que el número de pozos horizontales perforados empleando el método de radios cortos se ha mantenido casi constante desde 1984.^d

Un pozo horizontal consta básicamente de tres secciones (Fig.2.2):

1. La primera de ellas es la sección vertical que será desarrollada hasta la profundidad del punto de inicio de la desviación (Kick Off Point o KOP).

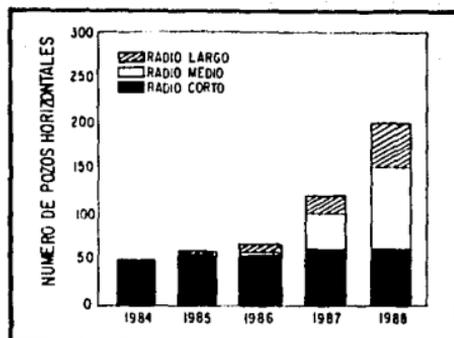


FIG.2.1.- INCREMENTO DEL NUMERO DE POZOS PERFORADOS HORIZONTALMENTE. 6

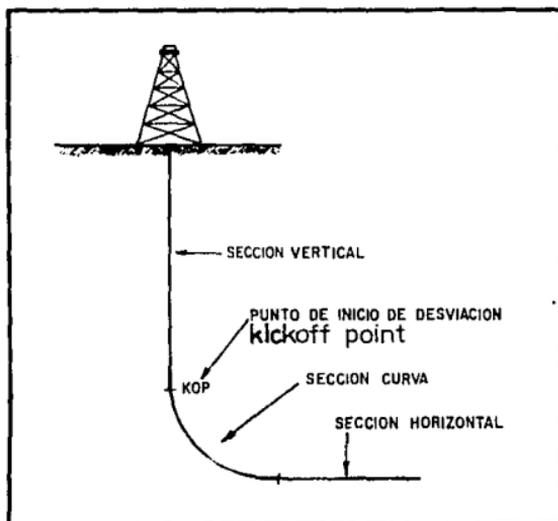


FIG.2.2.- SECCIONES BASICAS DE UN POZO HORIZONTAL.

2. La segunda es la sección curva donde el ángulo de inclinación será incrementado de cero a noventa grados de desviación y el pozo será convertido de vertical a horizontal.

3. La tercera sección es la parte propiamente horizontal del pozo donde el ángulo de inclinación será mantenido a $\pm 90^\circ$, hasta alcanzar la longitud programada dentro de la formación productora.

Las diferentes técnicas de perforación horizontal no solo difieren en la severidad de su desviación para pasar de la vertical a la horizontal (sección curva). Para cada una de ellas varían sus radios de curvatura, el equipo y herramientas utilizadas durante la perforación, el diámetro del agujero a perforar, los ensambles de fondo de pozo (Bottom Hole Assembly o BHA) utilizados para construir la sección curva, los ensambles de fondo utilizados para construir la sección horizontal, el equipo utilizado para hacer estudios direccionales, la toma de Registros Geofísicos y las diferentes longitudes de sección horizontal que pueden ser desarrolladas dentro de la formación objetivo con cada uno de los métodos.

Para comprender este tipo de perforación se analizará cada uno de los cuatro métodos que han sido desarrollados para perforar pozos horizontalmente, éstos métodos disponibles son clasificados en cuatro categorías dependiendo del radio de curvatura necesario para convertir el pozo de vertical a horizontal (Tabla 2.1).⁷

Una comparación esquemática de los cuatro métodos empleados para desarrollar la perforación horizontal son presentados en la Fig.2.3 indicando sus radios de curvatura y las longitudes posibles de desarrollar dentro de la formación productora con cada uno de ellos.⁷

TABLA 2.1... CLASIFICACION DE LOS METODOS DE PERFORACION.⁷

METODO	RADIOS DE CURVATURA (M)	LONGITUD DEL POZO (M)	TERMINACION	REGISTROS
RADIOS ULTRACORTOS	0.3 - 0.6	30 - 60 m	LINERS RANURADOS O PREPERFORADOS.	NO
RADIOS CORTOS	6 - 12	15 - 215 +	AGUJERO ABIERTO O LINER RANURADO	NO
RADIOS MEDIOS	90 - 150	150 - 460	AGUJERO ABIERTO O LINER RANURADO	SI
RADIOS LARGOS	180 - 610	305 - 915	LINER RANURADO, TERMINACION SELECTIVA O LINER CEMENTADO.	SI

- * PUEDEN SER PERFORADOS VARIOS AGUJEROS EN FORMA RADIAL CIRCULAR DESDE UN MISMO POZO.
- * PUEDEN SER PERFORADOS VARIOS AGUJEROS DE DRENE A DIFERENTES PROFUNDIDADES DESDE UN MISMO POZO.

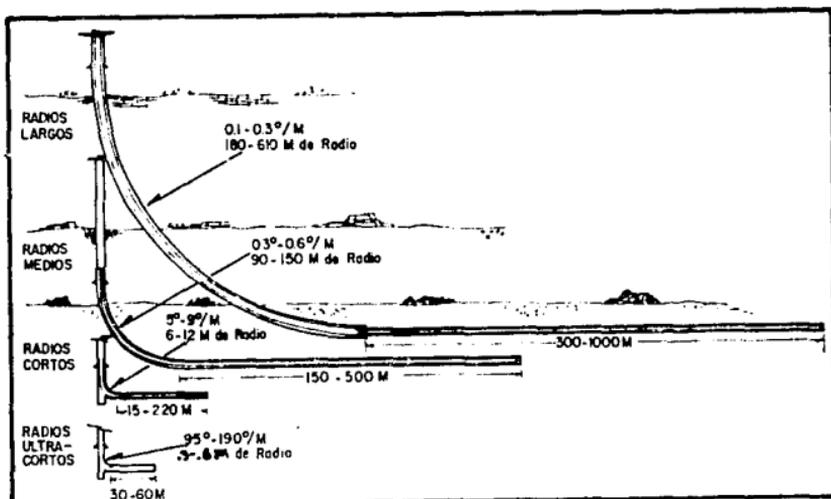


FIG.2.3...COMPARACION ESQUEMATICA DE LOS DIFERENTES METODOS DE PERFORACION.⁹

II.2 METODO DE RADIOS LARGOS

La técnica de perforación horizontal de radios largos es utilizada para perforar pozos nuevos (desde la superficie), para lograr alcances extendidos desde plataformas costafuera y en aplicaciones donde es necesario un gran desplazamiento de la sección horizontal. No se utilizan para hacer reterminaciones en pozos que fueron perforados inicialmente como verticales.

Permite perforar agujeros con longitudes mayores de 900 m (3000 pies) dentro de la formación productora, con radios de curvatura de 304-914 m (1,000-3,000 pies), con una severidad en la desviación de 2° - 6° /30 m (100 pies) o aún menores.⁹

En los últimos años, se han perforado un gran número de pozos horizontales con equipo de perforación convencional. Sus profundidades verticales rebasan los 3200 m, con longitudes de la sección horizontal en el yacimiento de más de 1000 m.⁹

Un esquema general de un pozo horizontal de radio largo (o radio medio) incluye dentro de la sección curva, una sección tangente, la cual es construída para ajustar la profundidad vertical verdadera y poder penetrar el yacimiento a la profundidad programada, ya que durante la perforación se presentan desviaciones en la severidad y trayectoria programada (Fig.2.4).⁴

El esquema se compone de:

1. Distancia al Objetivo. Es el desplazamiento horizontal requerido para alcanzar el objetivo (fin de la sección curva) y penetrar al yacimiento horizontalmente.
2. Sección Vertical. Es la porción vertical del pozo arriba del punto de inicio de desviación (Kick Off Point o KOP).
3. Punto de Inicio de Desviación. Es el punto donde el pozo es desviado de la vertical.
4. Sección de Incremento del Angulo. En esta sección se inicia a desarrollar el radio de curvatura deseado.

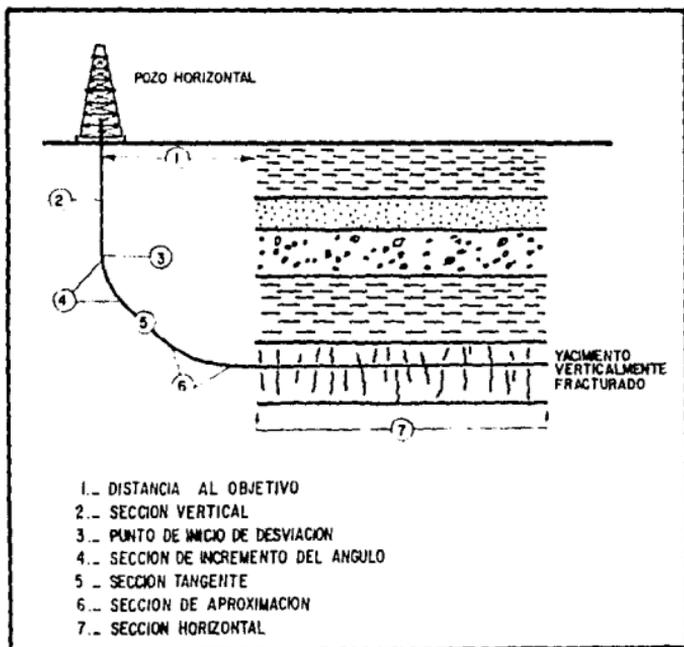


FIG.2 4 _ESQUEMA GENERAL DE UN POZO HORIZONTAL DE RADIOS MEDIOS Y RADIOS LARGOS.

5. Sección Tangente. Es el segmento intermedio donde la perforación es compensada y la dirección ajustada para poder aterrizar dentro de la formación objetivo.

6. Sección de Aproximación. Esta es la porción más sensible de la operación de perforación horizontal, donde el ángulo del pozo es ajustado para intersectar la formación objetivo.

7. Sección Horizontal. Es la longitud de agujero horizontal desarrollado dentro del yacimiento donde el aceite y el gas serán producidos.

Por regla de campo es más conveniente programar la perforación de tal forma que la sección de incremento del ángulo quede estructuralmente alta y posteriormente ajustar perforando una mayor longitud de sección tangente.⁴ **

Se utiliza equipo de perforación convencional, ensambles de fondo de pozo (Bottom Hole Assembly o BHA) rígidos, perforación con rotación desde la superficie (mesa rotaria o equipo móvil Top-Drive) en la sección vertical, perforación con motores de fondo en la sección curva y motores de fondo o rotación desde la superficie para la sección horizontal (y la sección tangente). Se utilizan estabilizadores espaciados de tal forma que incrementen, mantengan o disminuyan el ángulo de inclinación cuando sea necesario.

Es posible perforar todos los diámetros de agujero disponibles, tanto en las secciones vertical, curva y horizontal.

Si el desplazamiento de la sección horizontal es muy grande, se utiliza el principio de la sarta invertida, agregando un número suficiente de lastrabarrenas en la sección vertical para proporcionar el peso necesario sobre la barrena y poder perforar horizontalmente.

Las tuberías y lastrabarrenas utilizadas son convencionales y no existe limitación en los diámetros y tipos de barrenas utilizadas, los fluidos de perforación son ilimitados, la toma de

** En el APENDICE A se presenta un ejemplo para el cálculo del KOP y un Ajuste de la Sección Tangente.

muestras (núcleos) de formación no representan ningún problema y las herramientas para estudios direccionales a tiempo real como el de medición durante la perforación (Measuring While Drilling o MWD) están disponibles, excepto en diámetros de agujero menores de 6 1/8 pg.

El sistema MWD está montado sobre un lastrabarrena antimagnético, la información es enviada hacia la superficie por medio de una onda continua de presión a través de la columna de fluido dentro de la tubería de perforación en lugar de hacerlo por medio de un cable. Se obtiene información precisa del azimut (rumbo), del ángulo de inclinación del pozo, y la orientación de la cara alta de la herramienta; opcionalmente se pueden tomar registros geofísicos, la temperatura del lodo, torque y peso real sobre la barrena, arrastre, y ritmo de penetración.¹⁰ Estos registros adicionales elevan los costos en la renta del servicio MWD, razón por la cual es recomendable contratarlo únicamente como herramienta direccional.

El sistema resiste hasta 150° C como máximo, una presión de 20,000 lb/pg², una velocidad de rotación de 200 r.p.m. y registra un azimut (rumbo del pozo) con una precisión de 0.6°-1.3°, una precisión en el ángulo de desviación de ± 0.1°, y una precisión de ± 1.0° en la cara alta de la herramienta y soporta un peso sobre la barrena hasta de 16-38 toneladas.¹⁰

Debido a que no hay rotación en la sarta de perforación, esta técnica permite el uso de herramientas de orientación accionada con cable, como el de Teleorientación Por Ondas (TOPO) similar a la Herramienta Orientadora de Perforación (Drilling Orientation Tool DOT), que proporcionan continuamente un azimut y el ángulo de inclinación que son requeridos para controlar la trayectoria del pozo.⁹

Los inclinómetros convencionales de disparo sencillo o multidisparo pueden utilizarse en la sección curva hasta que el ángulo de inclinación y la fuerza de gravedad se los permita, siendo estos nulos en la sección horizontal.

Un perfil específico del pozo debe planearse para que el pozo entre al yacimiento con un ángulo cercano a los 90° y permanezca horizontal dentro de la zona productora. Los gradientes de desviación se pueden variar con el objeto de ajustar la profundidad vertical verdadera del pozo.

La porción horizontal del pozo generalmente maneja diámetros de 8 1/2, 9 1/8 y 12 1/4 pg y la terminación con TR cementada y disparada no representa ningún problema. Todos los tipos de terminación que existen para pozos horizontales están disponibles para el método de radios largos.

Para seleccionar el punto de inicio de desviación, se requiere tomar en cuenta el tipo de formación y el asentamiento de la última tubería de revestimiento.

Se deberá tomar en cuenta la columna geológica que se desea perforar y clasificar la dureza de las formaciones, así como los echados regionales para intentar predecir la variación del rumbo del pozo durante la perforación. Siempre será preferible una formación suave no deleznable que permita incrementar el ángulo y corregir el rumbo tomando en cuenta que con motores de fondo las cargas máximas con las que se puede trabajar, no rebasan las 5 tons de peso, sin riesgo de que se atasque y que a mayor carga se requiere un incremento substancial en la capacidad de bombeo.

Se orienta el ensamble de fondo hacia el rumbo programado, tomando en cuenta el torque reactivo del motor, ya que al empezar a perforar el rotor hace que la barrena gire en el mismo sentido de las manecillas del reloj y el estator imparte a la sarta de perforación una potencia de giro en sentido contrario a las manecillas del reloj.** Esta reacción se incrementa a medida que se incrementa el peso sobre la barrena.

** En el APENDICE B se detalla que es y como funciona un motor de fondo.

La Tabla 2.2 nos proporciona torques que deben servir como guía durante la operación de trabajo con un motor de fondo.¹¹

TABLA 2.2 TORQUES ESTIMADOS¹¹

Prof.Vertical (m)	Torque a la Izq.(grados)
0- 150	20
150- 350	25
350- 500	35
500-1600	50
1600-en adelante	10°/300 m

Otra característica que se deberá tomar en cuenta es que al iniciar a desviar el pozo, deberá dejarse orientado a la izquierda o a la derecha del rumbo programado, ya que al estar levantando el ángulo, la mayoría de los pozos tienen la tendencia de irse girando a la derecha o a la izquierda. Por ejemplo en la Región Marina se orienta de 10-15° a la izquierda ya que los pozos tienden a irse girando a la derecha.

Durante la perforación al incrementar la rotación del motor de fondo el pozo tiende a girar el rumbo a la izquierda y al disminuir la rotación tiende a girar el rumbo a la derecha. Al cargar peso sobre la barrena se incrementara el ángulo de desviación e invorsamente.

Por definición el azimut es la dirección de la cara de la herramienta de desviación con respecto al norte magnético que se registra en el inclinómetro (varía de 0°-360) y el ángulo de desviación es la inclinación del pozo con respecto a la vertical (varía de 0°-90° ó más) (Fig.2.5).¹² El rumbo es la dirección de la cara de la herramienta de desviación respecto de un cuadrante determinado (Rumbos NE, SE, SW y NW) y varía de 0°-90°.

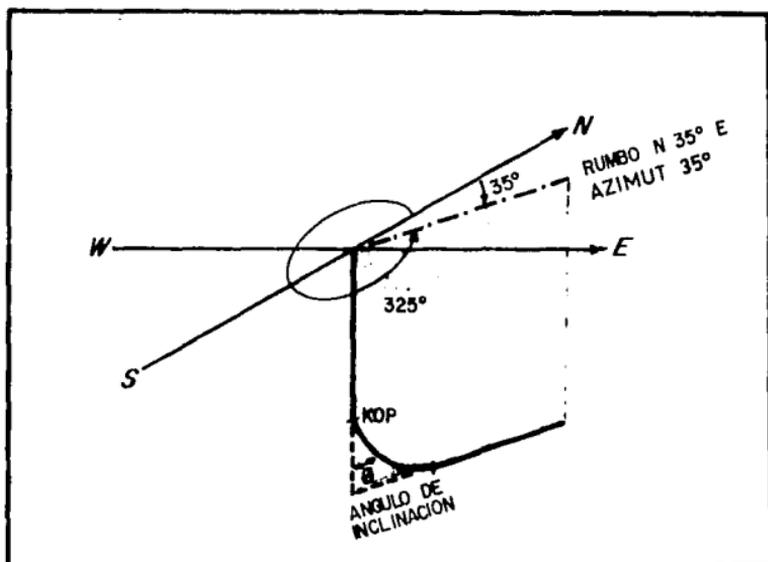


FIG. 2.5 CONCEPTOS DE ANGULO DE INCLINACION, RUMBO Y AZIMUT DE UN POZO HORIZONTAL.

La tierra esta situada como un gigantesco imán con sus polos magnéticos desplazados con respecto a los polos geográficos. En la perforación direccional es necesario tomar en cuenta la declinación magnética. Esto ha dado origen a la elaboración de gráficas Isogónicas, las cuales nos permiten saber la declinación magnética en cualquier punto de la tierra. Para el caso de la Región Marina, tenemos el Norte magnético apuntando a 5° al Este del Norte geográfico, por lo tanto las correcciones para el caso del azimut, serán sumados 5° a las lecturas registradas.

Si utilizamos cuadrantes la visualización se facilita:

1 ^{er} cuadrante "NE" Sumar declinación	5°
2 ^{do} cuadrante "SE" Restar declinación	5°
3 ^{er} cuadrante "SW" Sumar declinación	5°
4 ^{to} cuadrante "NW" Restar declinación	5°

Ejemplo:

Rumbo programado:	S 5° E
Torque reactivo del motor:	50°
Inicio de Desviación (KOP):	2000 m
Salida a la Izquierda:	10°
Declinación Magnética:	5° E
Orientación de la herramienta:	S 30° W

Por lo tanto el rumbo de trabajo de la herramienta deberá ser de: S 20° E, para poder perforar el pozo con el rumbo programado S 5° E (Fig. 2.6).¹¹

Orientado el motor, se le aplica el gasto óptimo de trabajo de acuerdo a sus especificaciones y se inicia a perforar.

Al iniciar la desviación, para ángulos menores a 10° se tienen cambios bruscos en el rumbo en ocasiones pasando desde un cuadrante a otro, sin embargo una vez levantado el ángulo a más de 10° el control del rumbo del pozo puede ser mantenido con mayor facilidad.

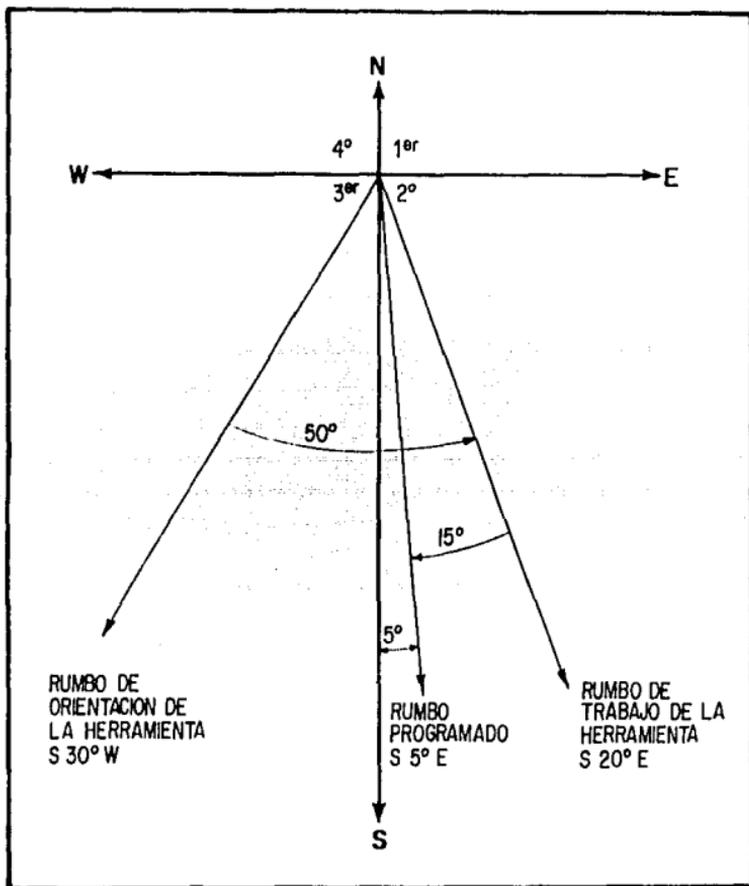


FIG.2.6 ... RUMBO DE ORIENTACION DE LA HERRAMIENTA PARA PERFORAR EL POZO CON EL RUMBO PROGRAMADO.¹¹

Para controlar la trayectoria con diferentes aparejos de perforación, después que se ha levantado el ángulo es necesario incrementar el ángulo del pozo hasta el fin de la sección de incremento ($\pm 45^\circ$), durante esta etapa es muy común que el pozo gire a la derecha del rumbo, debido a la flexibilidad del aparejo, posteriormente se hace necesario mantener el ángulo ($\pm 45^\circ$) y el rumbo del pozo dentro de los límites programados de la sección tangencial; y finalmente se hace necesario aumentar el ángulo ($\pm 90^\circ$) y mantener el rumbo del pozo en la sección de aproximación.

II.2.1 Ensamblés de Fondo de Pozo para Controlar la Trayectoria *Ensamblés Para Incrementar Ángulo.*

En este tipo de ensambles de fondo se utiliza básicamente el principio del fulcro el cual consiste en colocar los estabilizadores como puntos de apoyo dejando una longitud suficiente de lastrabarrenas que se flexionen al cargar peso sobre ellos y proporcionen el incremento de ángulo esperado.¹⁴

En la Fig.2.7a podemos apreciar un ensamble de fondo utilizado en pozos donde se requieren severidades de 2.5° - 3° por cada 30 m. La limitación de este ensamble es que cuando se alcanza más de 25° , se debe perforar con pesos sobre barrena muy bajos, disminuyendo considerablemente la velocidad de penetración y en algunos casos, aún con bajo peso se pierde el control en el incremento del ángulo, debido a que se tienen severidades mayores de 3° - $4^\circ/30$ m.

El ensamble de la Fig.2.7b sustituye al anterior cuando el pozo alcanza más de 25° . En la perforación direccional convencional generalmente con este ensamble se termina la etapa de levantamiento de ángulo máximo sin sacrificar en forma significativa la velocidad de penetración.

Un ensamble opcional para levantar ángulo muy lentamente ($0.5^\circ/30$ m) es mostrado en la Fig.2.7c y es utilizado también como ensamble para mantener el ángulo cuando se aplica poco peso sobre la barrena.

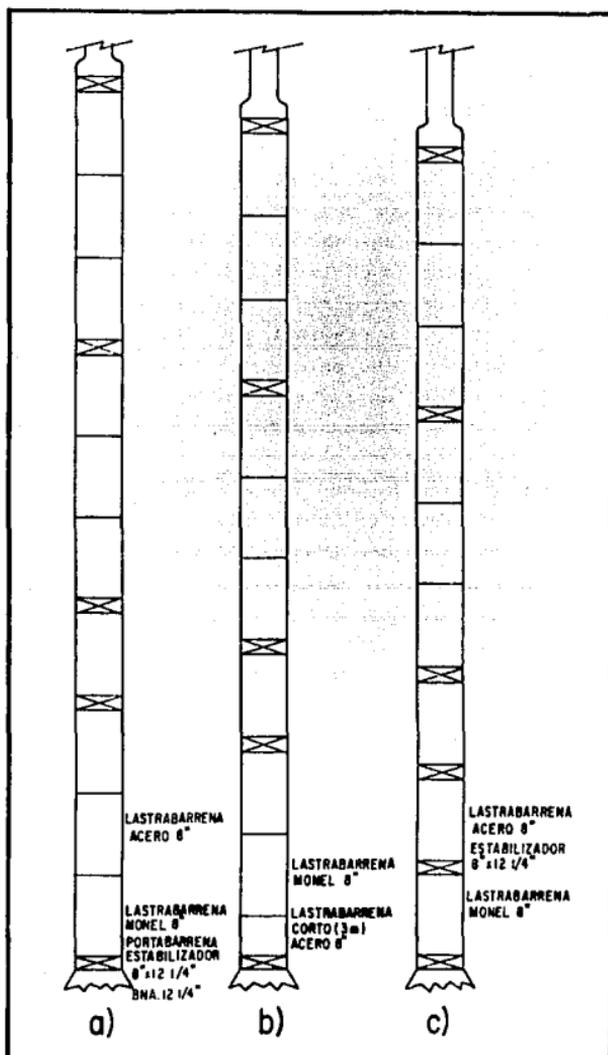


FIG.2.7 ... ENSAMBLES PARA INCREMENTAR ANGULO.¹¹

Ensamblajes Para Mantener Angulo y Rumbo.

Este tipo de aparejo utiliza el principio de estabilización que consiste en colocar los estabilizadores lo suficientemente cercanos de tal manera que proporcionen la suficiente rigidez al ensamble de fondo para mantener el ángulo y el rumbo.¹¹

El ensamble mostrado en la Fig.2.8a es el más rígido y severo, se utiliza principalmente en formaciones blandas que tienen tendencia fuerte a disminuir o incrementar ángulo y a girar el rumbo del pozo. No es muy común el uso de este aparejo debido a las altas torsiones que genera y consecuentemente el riesgo de dejar un pescado, pero es muy efectivo en casos demasiado críticos.

El ensamble mostrado en la Fig.2.8b es muy similar al anterior, siendo este un poco menos severo. Se utiliza principalmente en pozos con fuerte tendencia a variar el rumbo del pozo y con tendencia a mantener el ángulo. Genera torsiones que se consideran normales dentro de los rangos permisibles de trabajo, de acuerdo a la dureza y tipo de formaciones, es uno de los aparejos más utilizados en la Región Marina.

En la Fig.2.8c se muestra un ensamble considerado como el "clásico" dentro de su tipo ya que generalmente en cualquier tipo de formación funciona bien, ya que se puede controlar con peso sobre la barrena para incrementar, mantener o disminuir el ángulo de inclinación. Las torsiones que genera son muy bajas y disminuyen considerablemente los riesgos de que se deje un pescado en el fondo del pozo.

Un ensamble utilizado para mantener el ángulo en pozos donde la tendencia a decrementar el ángulo es muy fuerte y no se tiene problemas fuertes de cambios de rumbo es mostrado en la Fig.2.8d.

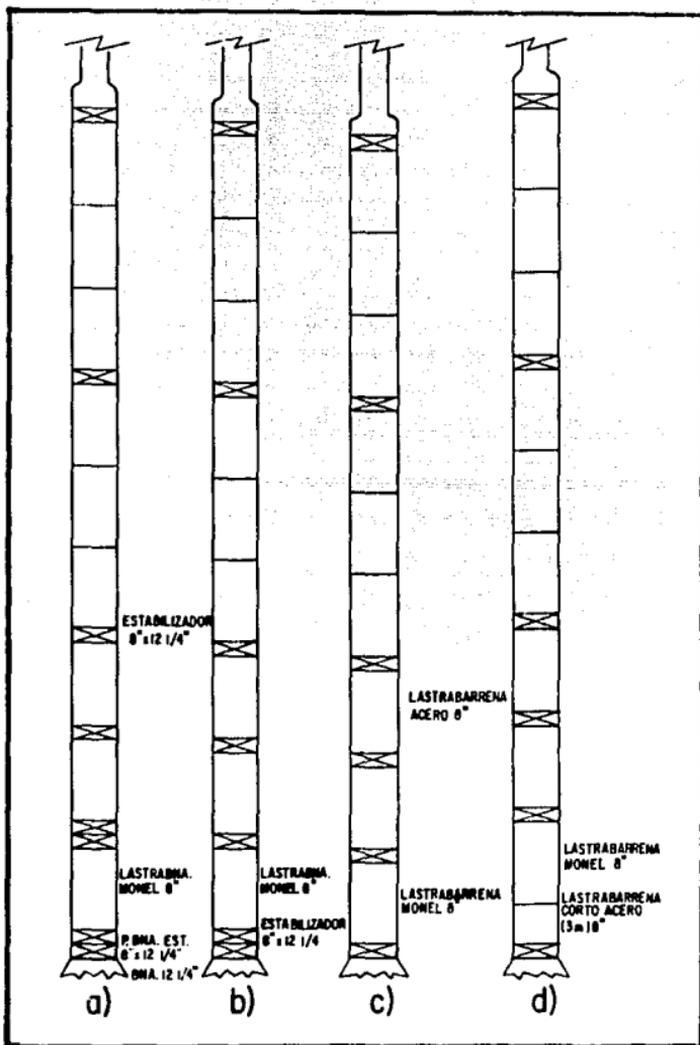


FIG.2.8 _ ENSAMBLES PARA MANTENER ANGULO Y RUMBO.¹¹

Ensamblajes para Disminuir Ángulo.

En este tipo de aparejos se utiliza básicamente el principio del péndulo el cual consiste en alejar suficientemente los estabilizadores de la barrena para permitir que actúe la fuerza de gravedad sobre la barrena y lastrabarreras y "caiga" el ensamble de fondo haciendo que disminuya el ángulo de inclinación."

En la Fig. 2.9a se muestra un ensamble considerado como el más severo para disminuir ángulo, debido a que el decremento de ángulo por cada 30 m es del orden de tres grados o mayor.

En la Fig. 2.9b se muestra un aparejo considerado dentro de la perforación como intermedio, la severidad que genera es del orden de 1.5° - $2^{\circ}/30$ m.

En la Fig. 2.9c tenemos el aparejo de uso más frecuente para cualquier caso en que se necesite disminuir ángulo, la severidad promedio es de 1° - $0.5^{\circ}/30$ m.

La Fig. 2.9d muestra un aparejo empacado, con diferencia en el portabarrena estabilizador con la disminución en el diámetro, trabaja como un péndulo pequeño. Este aparejo también es utilizado en ocasiones para mantener el ángulo en pozos con fuerte tendencia a levantar el ángulo.

11.3 METODO DE RADIOS MEDIOS

La técnica de perforación horizontal de radios medios permite perforar agujeros con longitudes horizontales de más de 300 m dentro de la formación productora (1000 pies) con radios de curvatura de 87-290 m (285-955 pies), con severidades en la desviación de 6° - $20^{\circ}/30$ m (100 pies)."

En aplicaciones que requieren un largo alcance lateral con desviaciones mínimas, el sistema de radios medios proporciona el control direccional necesario para penetrar objetivos con espesores pequeños o efectuar reterminaciones exitosamente. Pueden ser utilizados para perforar pozos nuevos (desde la

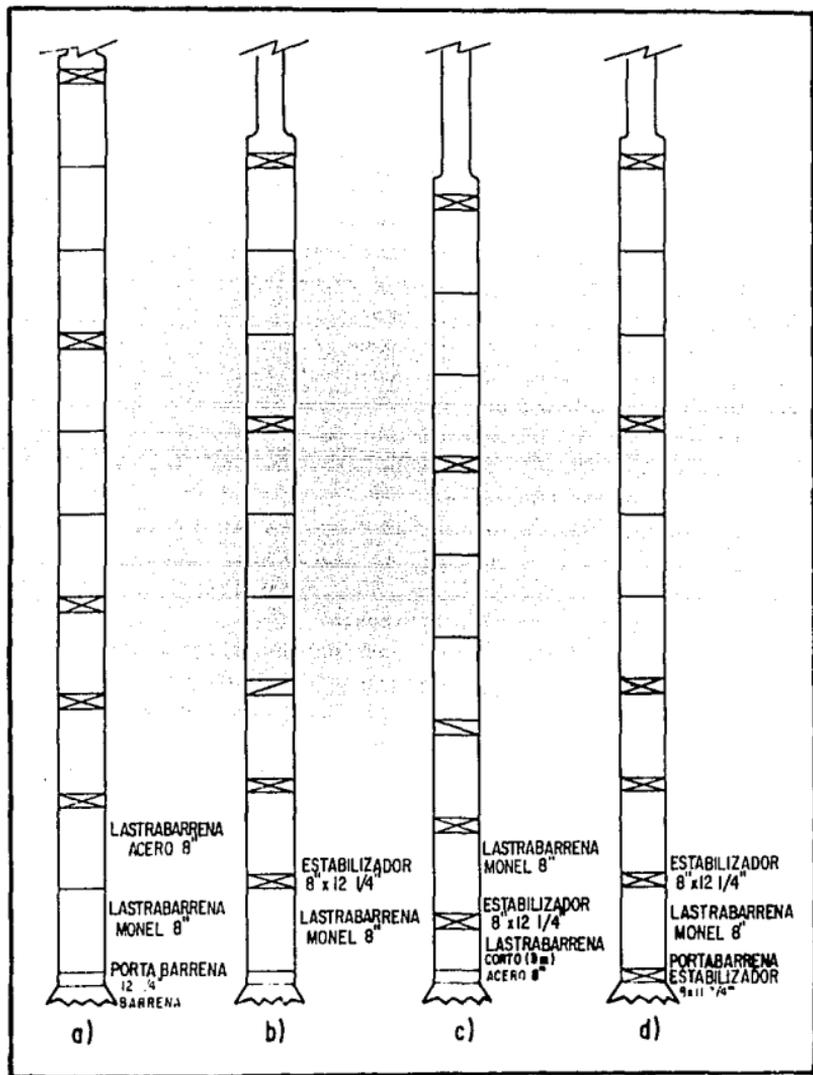


FIG 2.9 _ ENSAMBLES PARA DISMINUIR ANGULO.¹¹

superficie) o para hacer reterminaciones en pozos viejos perforados originalmente como pozos verticales.

El sistema de radio medio fue desarrollado tomando en cuenta lo preferible que es manejar equipos que sean similares a los utilizados en la perforación direccional controlada. Se utilizan motores de fondo, herramientas tubulares no articuladas, tubería de perforación extrapesada diseñada para trabajar bajo compresión en la sección curva del pozo y provisto de un sistema para controlar direccionalmente el ángulo de inclinación y el rumbo del pozo durante la perforación, como el MWD o herramientas orientadoras convencionales.^o

Los inclinómetros convencionales pueden utilizarse en la sección curva hasta que la fuerza de gravedad se los permita, excepto en la sección horizontal.

Los diámetros de agujero varían desde 4 3/4, 6 1/8, 8 1/2, 9 1/8 a 12 1/4 pg^{**}, utiliza motores de fondo para construir la sección curva y rotación desde la superficie o motores direccionables para la sección horizontal.

La elección de los fluidos de perforación y las barrenas son ilimitados. Para los estudios direccionales el MWD esta limitado en agujeros menores de 6 1/8 pg y la obtención de núcleos de formación no representa ningún problema.

Para perforar la sección curva se utilizan motores de fondo de baja velocidad y alto torque, acondicionado con estabilizadores especiales. Para perforar la sección horizontal y la sección tangente (localizada dentro de la sección curva) pueden utilizarse ensambles con motores de fondo o rotación desde la superficie y estabilizadores especiales que permitan corregir el curso de la perforación.

** Diámetro disponible solo para severidades de σ_{70} m.

Es recomendable perforar un agujero completamente vertical para identificar con mayor precisión el horizonte productor y posteriormente taponarlo para iniciar la perforación de la sección curva a partir del punto de inicio de desviación KOP previamente calculado. La sección de incremento se perfora hasta alcanzar aproximadamente los 45° de inclinación, la severidad de incremento del ángulo real casi siempre varía del planeado en esta sección crítica, en la cual se caracteriza el comportamiento del ensamble de fondo y el ritmo de penetración de la formación."

La sección tangente (rocta a $\pm 45^{\circ}$) se perfora para compensar esta discrepancia utilizando el ensamble de fondo para mantener el ángulo. Si la severidad inicial es menor que la programada, la longitud de la sección tangencial será menor; y mayor para compensar una severidad mayor que la programada.

Al terminar la sección tangente la inclinación típica se mantiene entre los 45° a 65° de inclinación, y es entonces cuando la sección de aproximación se inicia a perforar.

Cuando la inclinación final de $\pm 90^{\circ}$ es alcanzada, la sección horizontal se perfora utilizando el ensamble para mantener el ángulo, pudiendo desarrollarse longitudes de sección horizontal mayores a 300 m, con alcances record de 975 m (3,200 pies)."

Para perforar el pozo horizontal se utilizan tres diferentes ensambles de fondo de pozo, uno normal para perforar la sección vertical utilizando el principio del péndulo, otro para perforar la sección curva que consiste de una de incremento y una sección de aproximación, las cuales están conectadas por una sección tangente, y una vez alcanzado los 90° se utiliza el ensamble de fondo que mantendrá éste ángulo perforando la sección propiamente horizontal del pozo (también es utilizado para perforar la sección tangente).

La sección curva del pozo horizontal de radio medio es perforada utilizando un motor de fondo especial de baja velocidad y alto torque equipado con sustitutos doblados (bent-sub) o con carcasa doblada (bent-housing), ver Fig. 2.10."

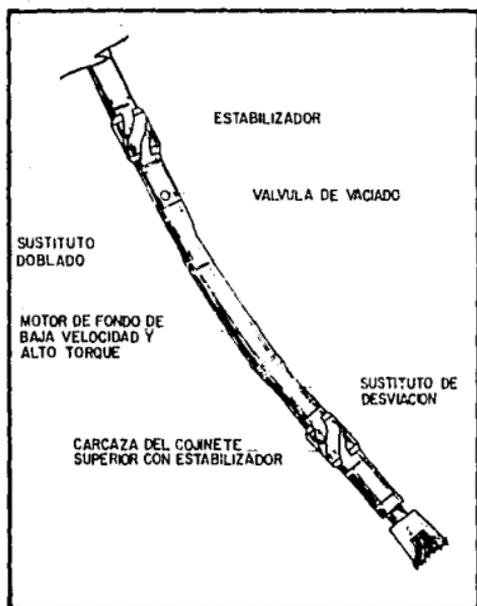


FIG. 2 10.-ENSAMBLE DE FONDO PARA PERFORAR LA SECCION CURVA DE UN POZO HORIZONTAL DE RADIO MEDIO 9

El sustituto doblado (bent-sub) esta maquinado en forma precisa con una inclinación en el piñon de conexión, la selección del ángulo esta predeterminada por la magnitud del cambio de dirección requerido para mantener el curso propuesto (Fig.2.11a). Al conectar el sustituto doblado al motor de fondo es necesario evitar el trasrosque de las uniones de la herramienta.

La carcaza doblada (bent-housing) tiene un dobléz en el cuerpo del motor de fondo a la altura de la varilla de conexión sin afectar las características de operación del motor de fondo. El dobléz está construido con precisión dentro de la caja de la varilla de conexión y por lo general se suministra con almohadillas o aletas de desgaste, opuestas al dobléz (Fig.2.11b).¹⁸

El mínimo radio de curvatura está en función del tamaño del motor, diámetro del pozo y el diámetro de la tubería de revestimiento.

La perforación de la sección curva puede comenzarse en agujero descubierto, a partir de un tapón de cemento o de un desviador convencional recuperable. Regularmente es preferible la colocación de un tapón de cemento para posteriormente perforar un agujero bien calibrado hasta el inicio de la desviación (KOP) determinado e iniciar la perforación de la sección curva del pozo horizontal.

La sección horizontal generalmente se perfora con un motor de fondo direccionable y rotatorio, aunque también puede ser perforado con rotación desde la superficie. El motor con junta en "U" (Fig.2.12a) se ha utilizado exitosamente para lograr este propósito.^o

Si se necesitan hacer correcciones durante la perforación, la rotación se detiene y la cara alta de la herramienta se orienta para lograr el cambio del ángulo en el plano deseado.

También se pueden utilizar herramientas rotatorias sin motor de fondo (Fig.2.12b) para perforar la sección horizontal en pozos de radio medio

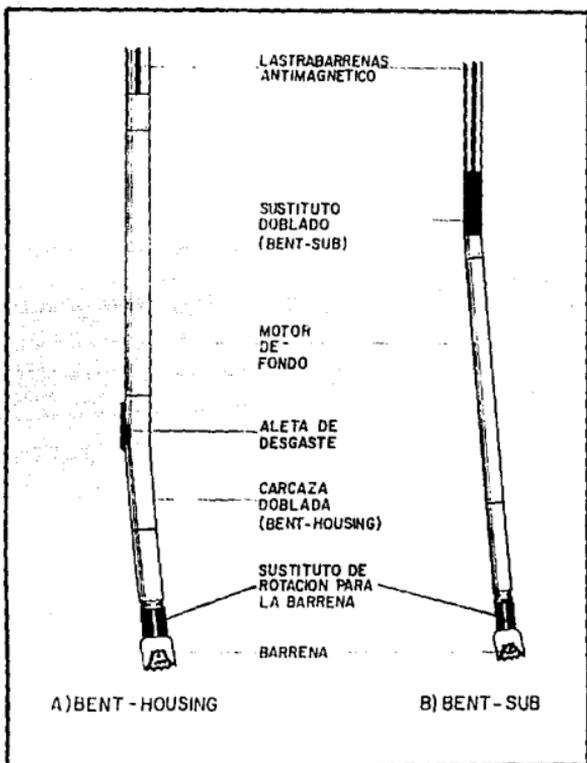


FIG.2.11 . ENSAMBLES CON MOTORES DE FONDO PARA
 PERFORAR SECCIONES CURVAS.¹³



A) ENSAMBLE CON MOTOR DE FONDO Y JUNTA EN "U"



B) ENSAMBLE SIN MOTOR DE FONDO Y ESTABILIZADOR CONICO

FIG_2.12. _ENSAMBLES DE FONDO PARA PERFORAR LA SECCION HORIZONTAL DEL POZO.⁹

En la perforación de pozos de radios medios , se pueden aplicar las mismas técnicas de estabilización que se utilizan en la perforación direccional convencional (fulcro, estabilización y péndulo).

En una sarta de perforación normal los lastrabarrenas son colocados inmediatamente arriba de la barrena proporcionando rigidez a la sarta y el peso necesario sobre la barrena. En el método de radios medios se utiliza una sarta de perforación invertida para proporcionar peso sobre la barrena cuando se perfora la sección curva y para perforar la sección horizontal del pozo. Los lastrabarrenas son colocados en la sección vertical cuando el ángulo de inclinación varía entre 40° - 60° , proporcionando un peso de reserva para poder terminar la sección curva y empujar la sarta de perforación dentro de la sección horizontal (Fig.2.13).^{8,14}

Al trabajar bajo condiciones severas de incremento del ángulo se utiliza una tubería de perforación especial para trabajo a compresión con nudos de protección integrados. Se colocan en la sección curva abajo de los lastrabarrenas para que al cargar peso la tubería se flexione y contribuya a desplazar al ensamble de fondo en la trayectoria programada. La tubería para trabajo a compresión es protegida agregando dos o tres almohadillas de contacto en cada tramo, que reduzcan el desgaste y la fricción debida al contacto de la tubería con las paredes del pozo. Las almohadillas de contacto (hules de desgaste) permiten que la tubería para trabajo a compresión se pueda rotar estando bajo compresión en las porciones de gran curvatura de la sección curva del pozo (Fig.2.14).¹⁴

Cuando se manejan severidades superiores a los $15^{\circ}/30$ m (100 pies), se recomienda utilizar tubería de perforación para servicio bajo compresión y tubería extrapesada (Heavy Weight o HW) para severidades menores a la mencionada.⁹

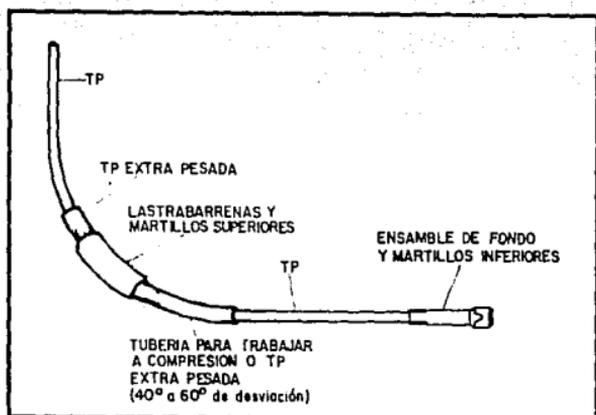


FIG.2.13 _SARTA DE PERFORACION INVERTIDA.¹⁴

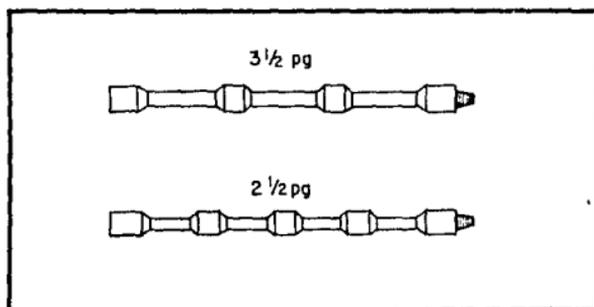


FIG.2.14 _TUBERIA DE PERFORACION CON NUDOS DE PROTECCION INTEGRADOS PARA TRABAJO A COMPRESION.

Cuando se requiere un sistema artificial de producción, se coloca normalmente en la sección vertical o en la sección tangente para evitar el desgaste excesivo de la tubería, bombas, válvulas o de las varillas utilizadas. Si la formación tiene una presión extremadamente baja, se requerirá de una bomba accionada indirectamente tal como una unidad hidráulica, que puede ser necesario colocarla en la sección tangente del pozo; también esta disponible la tecnología de Bombeo Neumático.⁴⁹

El agujero perforado puede ademarse y cementarse utilizando la tecnología disponible actualmente en la industria petrolera.

Los pozos horizontales perforados con radios medios facilitan las operaciones para comunicar a la formación productora con la superficie de tal forma que la mayoría de las terminaciones disponibles para pozos horizontales pueden ser realizados en este tipo de pozos.

II.4 METODO DE RADIOS CORTOS

Los pozos horizontales de radio corto son ampliamente utilizados para hacer reterminaciones de pozos verticales, entendiéndose por reterminación de un pozo el hecho de aprovechar un pozo vertical ya perforado hasta un determinado punto de inicio de desviación (KOP) y proceder a perforar únicamente la sección curva y la sección propiamente horizontal del pozo. Además del substancial ahorro que se obtendrá al evitar la perforación de la sección vertical, el radio es tan corto que la curvatura solo abarcará a la formación productora y no a las formaciones aledañas que pudieran ser problemáticas como el caso de zonas sobrepresionadas, zonas con pérdidas de circulación o formaciones poco consolidadas.

La técnica de radios cortos es particularmente atractiva para pozos nuevos (perforados desde la superficie) específicamente para terminarse con una o más secciones horizontales (agujeros de drenaje múltiples), sin embargo al considerar el incremento de los costos de perforación contra el incremento de producción obtenida por cada sección horizontal

adicional, la mejor de las opciones es perforar únicamente dos agujeros de drenaje en direcciones diametralmente opuestas, ya que este arreglo disminuye el efecto de interferencia que se causan entre sí varias extensiones laterales.⁷

Se han utilizado varias técnicas para perforar pozos horizontalmente con el método de radios cortos. Las siguientes características son comunes a estas técnicas:^{8,9}

- Un rápido incremento del ángulo, con severidades en la desviación de 4-10°/m.

- Radios de curvatura de 9-18 m (20-60 pies) y secciones horizontales de 61-122m (200-400 pies).

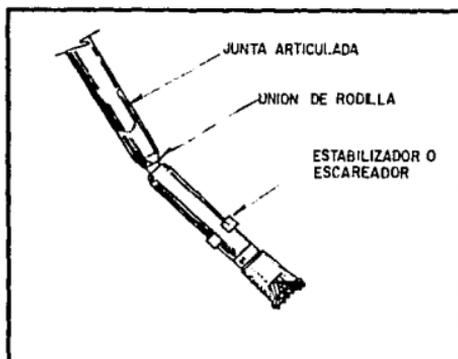
- La rotación a la barrena es transmitida desde la superficie, con mesa rotaria o con equipo de perforación móvil (Top-Drive), aunque ya están en prueba ensambles con motores de fondo.

- Uso de lastrabarreras flexibles utilizando varios diseños de tubería articulada.

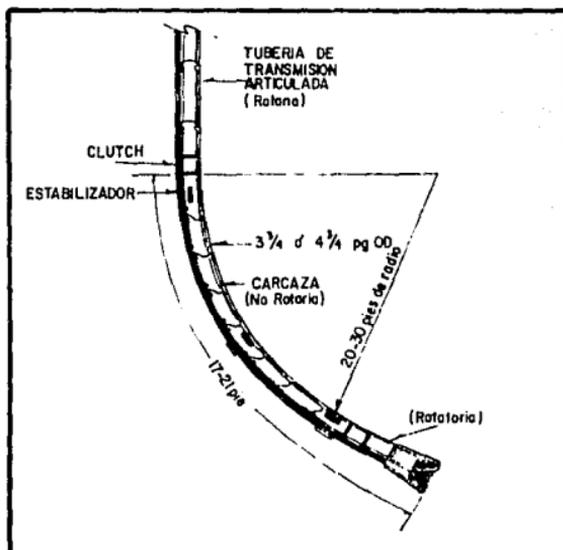
Se ha logrado perforar extensiones horizontales máximas de 275 m (900 pies), sin embargo las longitudes típicas varían de 60 a 120 m (200 a 400 pies). El sistema ha sido utilizado exitosamente a profundidades mayores de 3,000 metros (10,000 pies).¹⁰

Para la primera de estas técnicas el montaje de fondo del pozo usado incluye una junta articulada (knuckle-joint) con una unión de rodilla que permite que la herramienta se flexione y un estabilizador o escarador inmediatamente arriba de la barrena (Fig. 2.15a).⁹

Este ensamble para construir la sección curva del pozo horizontal requiere de una curvatura severa al iniciar la perforación de la sección curva del pozo, generalmente un desviador de pared proporciona el arco necesario. Se carga peso sobre la barrena para forzar a la junta articulada hacia la parte externa de la sección curva del pozo y el estabilizador colocado inmediatamente arriba de la barrena actúa como un punto de



A) ENSAMBLE CON JUNTA ARTICULADA Y ESTABILIZADOR



B) ENSAMBLE CON CARCAZA NO-ROTARIA DE CONCHAS FLEXIBLES.

FIG. 2.15 ENSAMBLES DE FONDO PARA PERFORAR LA SECCION CURVA DE UN POZO HORIZONTAL DE RADIO CORTO. 9,16

fulcro, lo que ocasiona que la barrena logre un ángulo en la misma dirección de la curvatura.

El mismo principio se utiliza en la perforación direccional convencional pero utilizando tubulares sólidos. El estabilizador puede reemplazarse por un escareador que tenga un diámetro ligeramente mayor que el de la barrena como un mejoramiento posterior.

La técnica de la junta articulada/escareador tiene la ventaja de ser simple pero carece de control direccional ya que cualquier fuerza de fricción desbalanceada entre el escareador y la formación o la junta articulada y la formación puede ocasionar que se pierda la dirección programada.^p

La segunda técnica es la más utilizada, para construir la sección curva del pozo horizontal consiste en un ensamble de fondo de pozo que está diseñado con una carcaza no rotatoria de conchas flexibles que proporciona la curvatura a la herramienta, una flecha impulsora interna transfiere la rotación de la sarta vertical a la barrena y dos conjuntos de cojinetes (baleros) conectan la carcaza con la flecha impulsora, uno en la parte superior y el otro en la parte inferior (Fig.2.15b).¹⁴

Un embrague superior (clutch) permite un ligero movimiento de la carcaza en caso de ser necesario ajustar su dirección hacia la derecha o hacia la izquierda durante la perforación. La herramienta por diseño puede ser doblada hasta dos tercios de su longitud.

Los cojinetes permiten a la carcaza flexible no rotatoria absorber los empujes ocasionados durante la perforación y transmitir el peso a la barrena, al mismo tiempo que la flecha impulsora interna transmite la rotación a la barrena la cual gira sin generar torsión a la carcaza permitiendo que el ensamble permanezca orientado en su plano curvo, logrando que la barrena perforo a lo largo de la trayectoria deseada durante la desviación.

Entre la tubería de perforación normal y el cuerpo no rotario se utiliza una tubería de transmisión articulada de 6 m (20 pies) de longitud, con cortes de 0.3 m (12 pg) interconectados con un determinado patrón de reensamble, para transmitir la rotación al ensamble de fondo, su diseño permite la circulación interna de fluido de perforación a través de una funda interior de hule que evita el escape de fluido a través de las interconexiones de su zona flexible.

El ensamble curvo de perforación se fuerza para que entre en la sección vertical del pozo; esto ocasiona que el cuerpo no rotario actúe como un resorte y ejerza una fuerza lateral de 1,000 lb sobre la barrena, esta fuerza permite que la barrena perforo a lo largo de la sección curva.¹⁶

El sistema del cuerpo no rotatorio, aunque es complejo, permite controlar la dirección y puede ser utilizado sin desviador de pared al inicio de la desviación.

Dos tamaños de herramienta han sido desarrolladas para la técnica con carcaza no rotaria, utilizando el mismo principio pero variando sus dimensiones:

El sistema menor es el primero de ellos y esta diseñado para trabajar dentro de una tubería de revestimiento (TR) vertical con diámetro mínimo de 5 1/2 pg, perfora un agujero nominal de 4 1/2 pg y es posible estabilizarlo para perforar secciones con radios de curvatura de 19-29 pies. Los 6 m (20 pies) de tubería de transmisión articulada que se utiliza para este sistema tiene un diámetro exterior de 3 3/4 pg y un diámetro interno de 1 pg.

El sistema mayor es el segundo y esta subdividido a su vez en dos tamaños. El tamaño más largo esta diseñado para operar dentro de una TR con diámetro mínimo de 7 5/8 de pg y perfora un agujero nominal de 6 1/4 de pg. El tamaño más corto puede trabajar dentro de una TR con diámetro mínimo de 7 pg y perfora agujeros con diámetro de 5 7/8 de pg. Ambas configuraciones pueden ser estabilizadas para perforar secciones con radios de curvatura de 29-40 pies. Los 6 m de tubería de transmisión

articulada que se utiliza en este caso tiene un diámetro exterior de 4 1/2 pg con un diámetro interior de 1 1/2 pg.¹⁶

Las velocidades de rotación pueden variarse de 20-100 r.p.m. durante el curso de la perforación. Al perforar la sección curva, las revoluciones son controladas de 20-45 r.p.m., estas pueden incrementarse a 60 r.p.m. hacia el final de la sección curva, una vez levantado el ángulo puede ser elevada a valores de 100 r.p.m. durante la perforación de la sección horizontal.

Las técnicas de radios cortos normalmente utilizan un desviador de pared orientado para iniciar el agujero lateral a partir del punto de inicio de la desviación (Kick Off Point o KOP) del pozo vertical, en la dirección deseada.

Una vez perforadas dos terceras partes de la sección curva el agujero se registra con un inclinómetro multidisparo para confirmar el ángulo de inclinación y el rumbo de la trayectoria del pozo, pudiendo hacer ajustes en la dirección de ser necesarios.

El azimut (rumbo del pozo) puede controlarse con una precisión de $\pm 20^{\circ}$. El conocimiento de la dirección y curvatura de la porción terminada de la sección curva del pozo se utiliza para redireccionar a la barrena durante la terminación de la sección curva o el inicio de la perforación de la sección horizontal.¹⁷

Una vez terminada la sección curva se baja el ensamble de perforación recta a través de la sección curva y se perfora la sección horizontal del pozo hasta alcanzar el objetivo o hasta que se inutilice la barrena y sea necesario su cambio. Se han probado varios ensambles para mantener el ángulo en pozos horizontales, un sistema que se ha empleado extensamente para perforar la sección horizontal utiliza un ensamble de fondo de pozo compuesto por dos estabilizadores ajustables bajo-calibrados muy cercanos a la barrena.

Los diámetros de los dos estabilizadores se pueden variar para mantener el ángulo, con un ligero incremento o decremento del ángulo con respecto a la trayectoria lateral. El ensamble de

perforación recto esta compuesto por una barrena, una sección estabilizadora y 60 o 90 m (200 o 300 pies) de tubería de transmisión articulada y un cople combinado (Fig.2.16a). El ángulo de inclinación es controlable dentro de los $\pm 2^\circ$.

Otro sistema utiliza estabilizadores múltiples totalmente calibrados separados por partes articuladas (Fig.2.16b). Además los cambios en los parámetros de la perforación (peso sobre la barrena, rotación impartida r.p.m., etc.) pueden utilizarse para ajustar el funcionamiento de un ensamble de fondo dado para aumentar, disminuir o mantener el ángulo horizontalmente.

Una gran variedad de formaciones han sido perforadas exitosamente tales como arenas no consolidadas, areniscas, limolitas, calizas, cretas, dolomitas, arenas calcáreas, lutitas calcáreas y sílicas, pedernal y evaporitas.

A la fecha, ningún sistema MWD ha sido desarrollado para ser utilizado con la técnica de perforación horizontal de radios cortos. Por lo tanto es necesario que el funcionamiento de cualquier sistema de perforación de radio corto prevenga las frecuentes pérdidas de tiempo en la toma de estudios direccionales convencionales.

La mayoría de las reterminaciones requieren de la perforación de una ventana a través de la tubería de revestimiento existente. El procedimiento para crear una ventana se logra con un desviador convencional y tecnología de molido. Es común que la ventana necesite la colocación de un tapón de cemento por circulación posteriormente, y que se re-perfore un agujero calibrado con el objeto de lograr un control adecuado de la dirección.

El método que se utiliza con mayor frecuencia para abrir la TR requiere que se remuevan aproximadamente 2.75-4.5 m (9-15 pies) de TR con un molino y si la estabilidad del agujero lo permite no será necesario el tapón de cemento para iniciar a desviar.

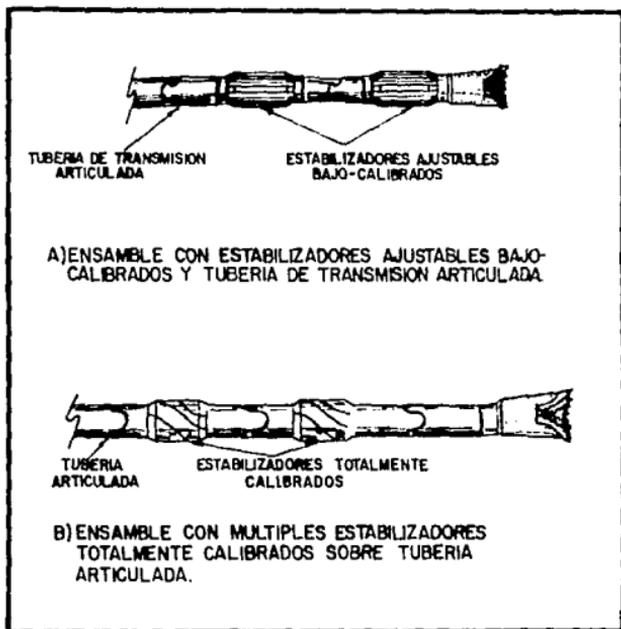


FIG.2.16 ENSAMBLES DE FONDO PARA PERFORAR LA SECCION HORIZONTAL DEL POZO DE RADIO CORTO. 9.16

En la Región Marina se han abierto ventanas de 20-22 m en tiempos de \pm 20 hrs, con barrenas de cuchillas accionadas (abren) hidráulicamente que desvastan uniformemente la TR.

Se tiene conocimiento de operaciones de molienda de TR para abrir ventana que resultaron más difíciles, costosas y lentas que la misma perforación horizontal.⁴

La mayoría de las terminaciones de radio corto se han perforado en formaciones consolidadas y productivas que podrían haber producido en agujero descubierto, sin embargo muchos tipos de liners ranurados o pre-perforados también han sido usados para terminar pozos de radio corto en formaciones deleznales o problemáticas.

A la fecha todos los sistemas de radio corto emplean rotación desde la superficie. Sin embargo, un sistema de radio corto utilizando un motor de fondo accionado con lodo está ya en prueba. Los mejoramientos futuros de la tecnología de radios cortos concentra su atención en técnicas más eficientes de control direccional, en el desarrollo de la tecnología de motores de fondo para mejorar los ritmos de penetración y las capacidades para perforar mayores longitudes horizontales dentro de las formaciones productoras.

II.5 METODO DE RADIOS ULTRACORTOS

Este método al igual que el de radios cortos es utilizado para hacer reterminaciones horizontales en pozos que originalmente fueron perforados como verticales. El término agujero de drene es empleado para designar a la sección horizontal del pozo, siendo común que se perforen múltiples agujeros de drene dentro del mismo pozo con diferentes rumbos y/o a diferentes profundidades.

Esta técnica para perforar pozos horizontales no utiliza rotación desde la superficie con mesa rotaria ni emplea motores de fondo; utiliza una Unidad de Tubería Flexible (UTF) que proyecta un chorro cónico de agua a alta presión como elemento de

ataque para perforar agujeros con longitudes horizontales que varían de 30-60 m (100-200 pies) con radios de curvatura de 0.3-0.6 m (1-2 pies).¹⁷

Se utiliza un ensamble desviador que es bajado al fondo del pozo con una sarta de trabajo hasta una zona previamente ampliada. El ensamble desviador (Fig.2.17) está diseñado para instalarse dentro de la tubería de revestimiento (TR). La tubería perforadora es de 1 1/4 pg y lleva adicionada una boquilla en la punta que proyecta un chorro cónico de agua a alta presión capaz de perforar la formación productora y se mueve a través del ensamble desviador el cual permite convertir el pozo de vertical a horizontal en un radio de curvatura menor a un metro.

La configuración básica del desviador, consta de un sello de alta presión, de una serie de rodillos y deslizadores internos que confinan a la tubería perforadora y le causan una deflexión progresivamente hasta doblarla a 90° de la vertical (Fig.2.18) logrando que esta entre a la formación horizontalmente. El desviador es bajado con unas cuñas de fijación calibradas a la TR del pozo y se ancla dando vueltas a la sarta de trabajo vertical.

Un controlador hidráulico de movimiento unido en el extremo superior del desviador regula el ritmo de penetración (Rate Of Penetration o ROP), el controlador de movimiento, combina la propulsión y el avance de la tubería perforadora dentro, a través y fuera del desviador, la TF es impulsada fuera por la presión del agua generada dentro de la sarta de trabajo. El controlador actúa como un contenedor hidráulico, en esencia se comporta como un pistón que empuja a la TF, cuenta con unos sellos externos que se deslizan dentro de una cavidad pulida en la sarta de trabajo vertical.

Los ritmos de penetración son de 1.8-18.0 m/min (6-60 pies/min) en formaciones no consolidadas y cerca de 0.15 m/min (0.5 pies/min) en rocas tan duras como el granito, los ritmos de penetración en rocas típicas almacenadoras de hidrocarburos como las Calizas y Areniscas son de 0.15-3.0 m/min (0.5 a 10 pies/min).¹⁷

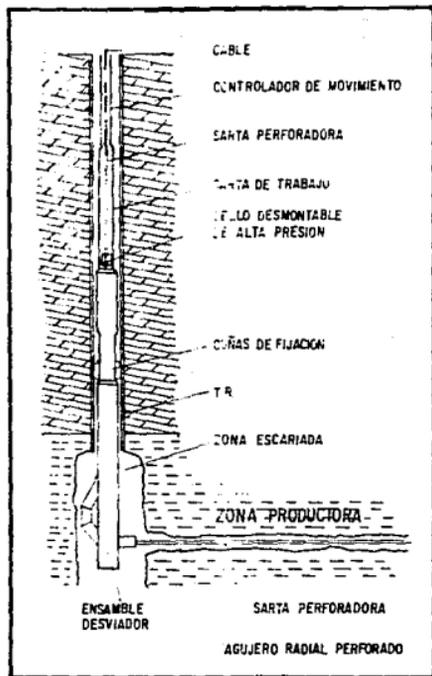


FIG.2.17 SISTEMA RADIAL DE RADIOS ULTRA-CORTOS (URRS).¹⁷

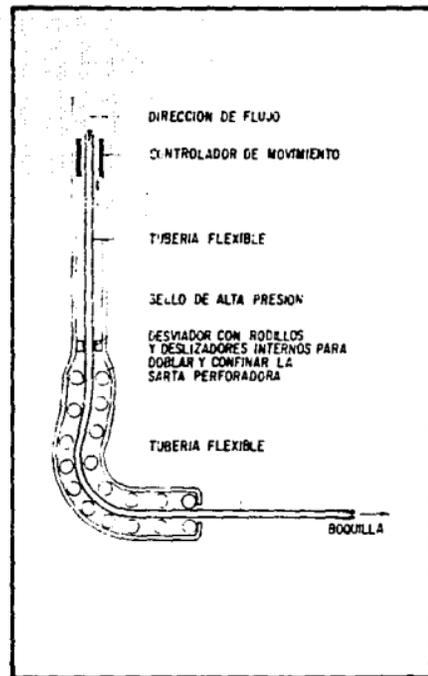


FIG.2.18 DESVIADOR DE LA SARTA PERFORADORA.¹⁷

El proceso para instalar el ensamble desviador implica el escariamiento de una sección del agujero descubierto del pozo vertical abajo de la zapata de la última tubería de revestimiento para el caso de pozos nuevos donde la perforación inició desde la superficie, desarrollandose la sección vertical o bien la molienda de una sección de la tubería de revestimiento de un pozo vertical ya existente y posteriormente el escariamiento de la sección para permitir la instalación del ensamble desviador del sistema radial de radios ultracortos (Ultrashort Radius Radial System o URRS) y poder perforar lateralmente el agujero de drené.

Los primeros ensambles desviadores que se utilizaron requerían para su instalación de una zona escariada de 1.20 m (48 pg) de diámetro, mientras que un segundo sistema mejorado solo requiere de una zona escariada de 0.60 m (24 pg) de diámetro para su instalación, la longitud de la zona escariada varía de 1.8-3.0 m (6-10 pies) dependiendo del sistema utilizado, siendo la menor de estas longitudes la necesaria para poder instalar el sistema mejorado y la mayor longitud la necesaria para instalar el primer sistema.

En la zona escariada se perfora a chorro el agujero de drené o varios agujeros de drené en forma radial circular, normalmente son perforados dos, cuatro o más agujeros de drené a partir de un punto de inicio sencillo (Spudding Point) a la misma profundidad en cada pozo, sin embargo existen diferentes arreglos radiales circulares para cuatro y para doce agujeros de drené.¹⁰

Los agujeros de drené múltiples perforados en forma radial circular pueden estar en el mismo estrato, a diferentes profundidades dentro del mismo estrato o en varios estratos, dependiendo del espesor del yacimiento y de la permeabilidad vertical de la formación. Existen arreglos para múltiples agujeros de drené en forma radial circular en varios estratos (Fig. 2.19). Después de cada perforación el desviador es desanclado, rotado y anclado nuevamente. Una herramienta giroscópica es utilizada para orientar el desviador hacia el rumbo correcto y poder perforar otro agujero radial.

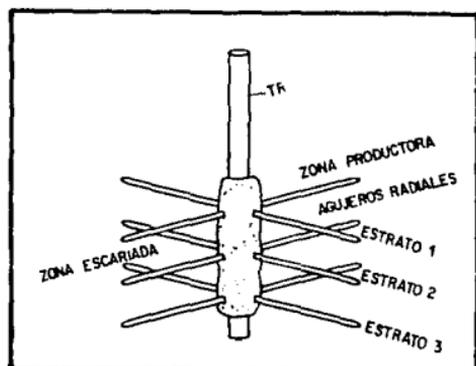


FIG.2.19 TERMINACION RADIAL MULTIPLE.¹⁷

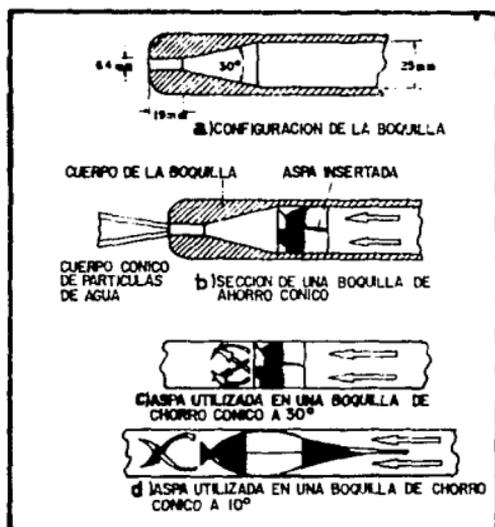


FIG.2.20 BOQUILLAS DE CHORRO CONICO.¹⁷

El agua de perforación se bombea con una presión de 550 a 700 kg/cm² (8,000 a 10,000 lb/pg²) desde la superficie con un equipo de bombeo convencional para fracturamientos hidráulicos de 1,600 hp y 10,000 lb/pg² ejerciendo una fuerza lateral de cerca de 2,700 kg (6,000 lb) la cual desplaza a la tubería perforadora dentro de la formación.¹⁶

La presión sobre el agua de perforación en el sistema no solamente impulsa la tubería perforadora sino que también perfora el agujero horizontal en la formación, el agua de perforación es acelerada a través de una boquilla de chorro cónico, la cual crea un cuerpo de partículas de agua que viajan a velocidades entre 245-275 m/seg (800-900 pie/seg).

La Fig. 2.20a y b muestran un esquema de una boquilla de chorro estándar que al adicionarsele un aspa ajustada provocará un chorro de forma cónica de partículas de agua a alta velocidad. El tamaño del agujero horizontal perforado está dado por el giro del aspa la cual controla el ángulo de divergencia del cono de partículas de agua. Las Figs. 2.20c y d muestran dos diferentes tipos de espas para diferentes ángulos cónicos.¹⁷

Estos chorros cónicos cortan tanto formaciones no consolidadas como consolidadas, creando agujeros de drenaje de 10 cm (4 pg) de diámetro o más, en formaciones no consolidadas y menores diámetros de agujero de drenaje en formaciones duras.

Para un determinado número de agujeros de drenaje ($n = 1, 2, 3, \dots$), el incremento de producción obtenido por cada pozo adicional declina rápidamente a causa del efecto de interferencia que se causan entre sí.

Dependiendo del espesor del yacimiento los agujeros de drenaje pueden perforarse a cierta distancia entre ellos. Esta distancia hace que el efecto de interferencia causado entre sí, debido a su proximidad para una misma área de drenaje disminuya mejorando la productividad total del pozo horizontal.

Después de que cada agujero de drenaje ha sido perforado, la trayectoria de la tubería perforadora puede ser estudiada direccionalmente con una herramienta flexible para radios de

curvatura (Radius Of Curvature o ROC), especialmente diseñada para pasar a través de los 0.3 m (12 pg) o menos de radio de curvatura de la TF. Esta herramienta proporciona el ángulo de inclinación y el azimut del pozo (rumbo), se bombea a través de la sarta de trabajo y pasa a través de la TF.¹⁰

La herramienta semeja una espina dorsal vertebrada la cual tiene cuatro alambres deslizantes situados uno en cada cuadrante, que se mueven junto con las vertebras interconectadas a la espina flexible. Los cuatro alambres deslizantes actúan como sensores de alta precisión registrando la trayectoria cada uno en forma independiente.

Todos los datos son transmitidos a la superficie con cable la información es procesada y graficada con un sistema de cómputo, proporcionando en tres dimensiones el azimut y el ángulo de inclinación del agujero.

Para el sistema de radios ultracortos el costo adicional al perforar un agujero de drene adicional es reducido, por lo tanto para este sistema la perforación de agujeros de drene múltiples desde un punto de inicio simple, es económicamente posible.⁷

Las producciones obtenidas con la técnica de radios ultracortos y cortos no son tan espectaculares como las obtenidas con los otros métodos debido principalmente a sus limitadas secciones horizontales y a las restricciones de terminación por su pequeño radio de curvatura. Su aplicación se ha venido limitando poco a poco optandose por la aplicación de alguna de las otras técnicas para desarrollar pozos horizontales con el objetivo de obtener mayores producciones de hidrocarburos.

II.6 REGISTROS GEOFISICOS.

La obtención de Registros Geofísicos en pozos verticales y direccionales se hace tradicionalmente mediante herramientas normales del tipo sistema de comunicación por cable, que son bajadas utilizando la fuerza de gravedad. Sin embargo para pozos perforados horizontalmente la gravedad no contribuye al movimiento de las herramientas, a partir de un valor en el ángulo

de desviación comprendido entre 45°-55°, las herramientas de registro ya no pueden bajar por su propio peso.¹⁹

En pozos horizontales y en pozos direccionales con desviaciones mayores a las mencionadas los registros geofísicos son posibles utilizando las siguientes técnicas:

1. SIMPHOR (TLCS).
2. MWD.
3. TUBERIA FLEXIBLE.
4. BOMBEO DE VASTAGO.

REGISTROS CON SIMPHOR (TLCS)

El principio del SIMPHOR (Systeme d' Instrumentation et de Mesure en Puits Horizontaux) se basa en la fijación de las herramientas de registro en la parte inferior de la tubería de perforación pasando el cable de comunicación del sistema por una ventana lateral hacia adentro de la tubería de perforación.

Los registros son tomados al desplazar las herramientas hacia el fondo o hacia la superficie agregando o removiendo tramos de tubería de perforación.²⁰

Utilizando éste sistema la longitud del pozo horizontal puede ser registrada en su totalidad y es posible correr todas las combinaciones de herramientas de registro normales de diámetro convencional (típicamente 3 3/8 pg) y es posible combinar varias herramientas en una sola bajada con el fin de ahorrar tiempo de equipo.¹⁹

En la Región Marina ya se dispone de una técnica basada en los mismos principios y es dada a conocer como TLCS (Tough Logging Condition System) por la compañía prestadora del servicio. Decenas de registros han sido tomados satisfactoriamente utilizando esta técnica. Las herramientas registradoras son bajadas con un sistema de protección ya que tienen una menor resistencia a la compresión que la tubería de perforación, se le instalan tres amortiguadores cada uno con un metro de carrera para dar tiempo de parar la sarta antes de dañar las herramientas al encontrar una restricción, una sonda envía la

información de la compresión y la tracción ejercida sobre las herramientas hasta una consola en el piso de perforación .

El sistema consta de cuatro partes principales (Fig.2.21):^{19,20}

1. Un aparato de tubería de perforación.
2. Un substituto de entada lateral (ventana) para el heptacable

3. Un sistema de conexión mecánico y eléctrico.

4. Las herramientas de registro con su equipo de protección.

Una conexión mecánica (adaptador) une las herramientas de registro con la tubería de perforación, en el centro de éste hay un conector mojado "macho" con siete contactos eléctricos que recibirán la cabeza mojada "hembra" y establecerá contacto entre el heptacable y las herramientas; un candado colocado en la cabeza impide el movimiento para asegurar un buen contacto. Existen tres orificios que permiten circular y acondicionar el lodo durante todo el transcurso de la operación.

REGISTROS CON MWD

El sistema de mediciones durante la perforación MWD (Measuring While Drilling) esta montado en un lastrabarrena antimagnético, y se coloca en la sarta de perforación tan próximo a la barrena como es posible. La energía eléctrica, necesaria para alimentar al sistema, es generada por una turbina-alternador activada por la circulación del fluido de perforación (Fig.2.22).

Durante la perforación se obtiene información del azimut (rumbo) y del ángulo de inclinación del pozo. Resiste hasta 150°C, una presión de 20,000 lb/pg² y una velocidad de rotación de 200 r.p.m.¹⁰

En este método, la tubería de perforación solo es utilizada como un medio de desplazamiento, y la información es enviada hacia la superficie por medio de una onda continua de presión a través de la columna de fluido dentro de la tubería de perforación en lugar de que se haga de la manera tradicional por medio de un cable.²¹

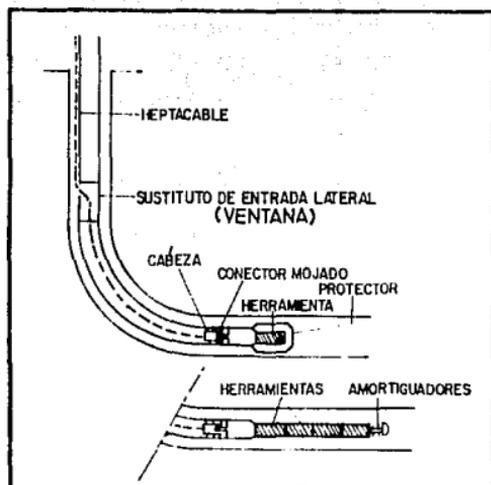


FIG.2 21 _REGISTRO CON TUBERIA DE PERFORACION (SIMPHOR).21

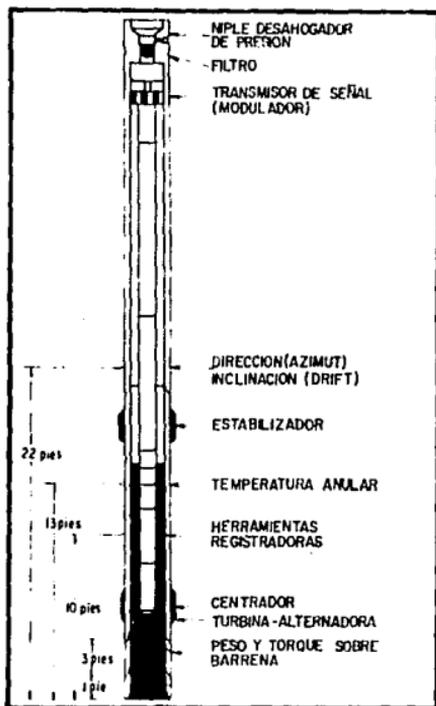


FIG 2.22 - REGISTRO CON M.W.L.¹⁰

El principio de operación es el siguiente:

La información obtenida del registro se transmite hacia la superficie por medio de pulsos de presión. Estos pulsos son generados por un ensamble de pulsos, localizado cerca de la barrena, y se envían por medio de la columna de lodo dentro de la tubería de perforación. Ya en superficie, los pulsos son detectados por un transductor de presión instalado en el tubo vertical (Standpipe) del equipo de perforación y son decodificados por una computadora en la unidad de superficie. Una vez decodificados, los datos útiles procesados se despliegan en un tablero de control en el piso de perforación y al mismo tiempo se hacen comparaciones con la dirección propuesta del programa de perforación del pozo. Esto permite tomar decisiones mientras se continúa con la perforación del pozo horizontal.

Los componentes del sistema MWD son:

- 1) El ensamble de pulsos del fondo
- 2) La sonda de fondo.
- 3) El equipo superficial (transductor de presión, computadora superficial y tablero de control).²²

La calibración de los sensores de dirección e inclinación de la herramienta se realiza mediante un procedimiento que comprende 16 puntos de prueba diferentes.

Con el sistema MWD, se pueden correr los siguientes registros: Rayos Gamma, Resistividad, Conductividad, Ritmo de Penetración, Velocidad de Rotación, Registro Direccional (azimut y ángulo de inclinación) y otros cálculos como la profundidad vertical verdadera, la sección vertical (desplazamiento horizontal), las coordenadas rectangulares y la severidad de la pata de perro.²³

REGISTROS CON TUBERIA FLEXIBLE

El principio de éste sistema se basa en montar las herramientas directamente al final de una unidad de tubería flexible (UTF) enrollada en un carrete, en el cual un cable eléctrico ha sido insertado previamente para la adquisición de datos durante las mediciones. (Fig. 2.23).²¹

Esta técnica es capaz de utilizar herramientas de diámetro pequeño, así como herramientas tamaño estandar y herramientas de producción, sin embargo la principal limitante que afecta el funcionamiento es el peso de la herramienta, que será desplazada a lo largo de la sección horizontal. Las longitudes horizontales posibles de registrar con este sistema son menores de 200 m.²³

Esta técnica es muy atractiva debida a su sencillez y a su rapidez en comparación con las demás, porque utiliza equipo estandar el cual requiere adaptaciones específicas muy simples. Las ventajas que ofrecen los registros con TF son las siguientes:²⁴

- 1) Correr todas las combinaciones de herramientas de registro que son convencionales.
- 2) Obtener una grabación continua de los datos durante la toma del registro al pozo.
- 3) Tratar el lodo de perforación o hacer una estimulación, estando las herramientas de registro en el pozo, permitiendo una evaluación inmediata de dichos tratamientos.
- 4) Ahorrar tiempo de equipo de reparación. Además es posible hacer los cambios de herramientas de registro de manera rápida y sencilla.
- 5) Tener un control preciso de la profundidad, lo cual es favorable para las operaciones de disparo.

El procedimiento para obtener el registro es el mismo que se sigue en el uso normal de un equipo de tubería flexible. Los registros pueden ser tomados hacia arriba o hacia abajo del pozo, y las velocidades son determinadas por la cabeza inyectora del equipo de tubería flexible.

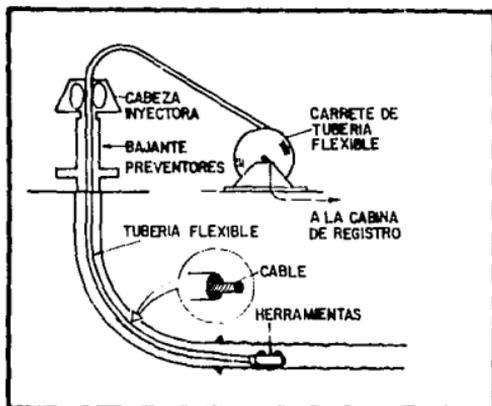


FIG.2.23 REGISTRO CON TUBERIA FLEXIBLE.²¹

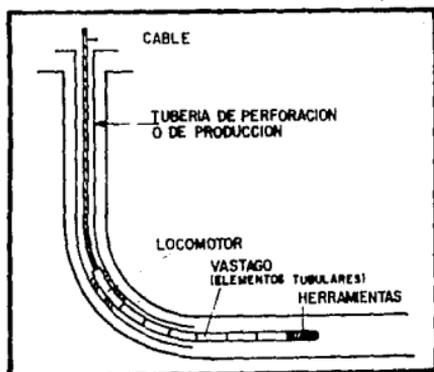


FIG.2.24 REGISTRO CON VASTAGO BOMBEADO.²¹

REGISTROS CON BOMBEO DE VASTAGO

En esta técnica las herramientas son conducidas por un vástago que es una extensión del cable al cual está unido, y es bombeado a través de la tubería de perforación. Solo es posible hacer operaciones con herramientas de diámetro pequeño (Fig. 2.24).²¹

Las herramientas de registro se colocan al final del vástago, que consiste de elementos tubulares unidos entre sí, asegurando la continuidad eléctrica y mecánica del sistema. Un mandril con escobillones, conocido como "locomotor" conecta al vástago y al cable para la adquisición de datos durante las mediciones.

La sonda se bombea a través de la tubería de perforación por medio del pistón que forma el locomotor, y es recuperada con equipo de línea de acero. La ausencia de circulación en la tubería cuando se corre el vástago prohíbe la obtención de registros en condiciones dinámicas.

Las longitudes horizontales posibles de registrar con esta técnica son menores a los 520 m.²⁹

El procedimiento es el siguiente: después de bajar la tubería de perforación (TP) hasta el comienzo de la zona de interés, se ensamblan las herramientas registradoras, el vástago, el locomotor y la línea de acero. Posteriormente se bajan al fondo del pozo, al bombear fluido de perforación sobre el locomotor este empuja a las herramientas fuera de la TP de acuerdo con la longitud predeterminada del vástago. La profundidad se mide directamente con el equipo de línea de acero. Para prevenir que el locomotor se salga de la tubería de perforación al agujero descubierto, se utiliza un niple de retención o una junta preperforada.

La experiencia ha mostrado que el pistón locomotor orientado hacia arriba ocasiona movimientos bruscos cuando se recupera la herramienta. Este efecto se reduce invirtiendo el pistón, aunque resulte una fuga permanente del fluido hacia el fondo, cuando se está corriendo el registro.²¹

En la Tabla 2.3 se comparan los cuatro métodos para tomar registros geofísicos, descritos anteriormente.²¹

II.7 FLUIDOS DE PERFORACION Y ESTABILIDAD DEL AGUJERO

El objetivo principal del fluido de perforación es mejorar las condiciones de perforación. Sus funciones principales son enfriar y lubricar la barrena, reducir la fricción de la formación con la sarta de perforación, transmitir la potencia hidráulica a la barrena, levantar y transportar los recortes de la formación a la superficie, controlar las presiones de formación y estabilizar las paredes del pozo mientras se perfora.

Los fluidos de perforación base aceite son considerados superiores a los fluidos base agua en aplicaciones horizontales debido a su baja pérdida por filtrado, propiedades de estabilización de la formación y lubricidad que disminuye la fricción y el arrastre, pudiendo perforarse con ellos pozos limpios y bien calibrados.²³

El sistema de lodos seleccionado para perforar un pozo horizontal deberá ser una versión modificada del fluido utilizado en la perforación de los pozos verticales o direccionales ya desarrollados en la misma área. Agujeros altamente desviados han sido perforados exitosamente con agua gelificada, polímeros, salmueras y fluidos base agua.²⁴

La principal función del fluido de perforación es la de transportar los recortes de la formación a la superficie, sin embargo en la sección horizontal del pozo se tiene un problema potencial que es la formación de una cama continua de sólidos en la parte baja del agujero, originada por el asentamiento de los agentes densificantes y recortes perforados que se desprenden de la corriente del lodo de perforación.^{23,20}

La propiedad básica de un fluido de perforación es su densidad, esta deberá ser mantenida dentro de las especificaciones, limitada estrechamente para mantener todo el tiempo la estabilidad del agujero, deberá ser lo suficientemente

TABLA 2.3.- COMPARACION ENTRE LAS TECNICAS DE REGISTRO

TECNICA	HERRAMIENTAS	CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO NECESARIA	CIRCULACION/ PRODUCCION/ MIENTRAS SE REGISTRA	CAPACIDAD DE EMPUJE	VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO CONSTANTE	LIMITE DE DESVIACION DEL AGUJERO (Grados)	LONGITUD HORIZONTAL LIMITE		COMENTARIOS
							AGUJ. DOBL. (m)	AGUJ. REVEST. (m)	
LINEA DE ACEPO	ESTANDAR AGUJ. REDUC. Y PRODUCCION	NO NO	SI SI	NULLA NULLA	SI SI	65 A 70 65 A 70	- -	- -	COMBINACION DE HERRAMIENTAS DENTRO DE LOS LIMITE DEL CABLE
SIMPHOR	ESTANDAR	PESADO	SI	EXCELENTE	NO	90	LIMITADO	LIMITADO	TODAS LAS COMBINACIONES DE HERRAMIENTAS ESTAN DISPONIBLES. EL PESO NO ES UNA LIMITANTE.
VASTAGO BOMBEO	AGUJ. REDUC. Y PRODUCCION	LIGERO	NO*	BUENA	CASI	90	700	700	
TUBERIA FLEXIBLE	ESTANDAR AGUJ. REDUC. Y PRODUCCION	LIGERO LIGERO	SI SI	DEBIL DEBIL	SI SI	90 90	0 NO REPORTADO	200 600	EL PESO DE LAS HERRAMIENTAS ES SU LIMITANTE
MWD	MWD	PESADO	SI	EXCELENTE	NO	90	LIMITADO	LIMITADO	DISPONIBILIDAD DE HERRAMIENTAS.

* EXCEPTO CON TUBERIA DOBLE

grande para ejercer una presión hidrostática capaz de controlar las presiones de formación y soportar las paredes del pozo, además de ser lo suficientemente baja para evitar fracturar a la formación.

De un estudio hecho para intervalos similares y bajo las mismas condiciones confirma la importancia de la densidad del lodo, los problemas con la limpieza del agujero, cierre del agujero, torsión, arrastre y pegaduras de tubería prevalecen más cuando la densidad del lodo fue menor. Los problemas tendieron a disminuir cuando la densidad del lodo se incremento hasta a 1.62 gr/cm³ (13.5 lb/gal.) La viscosidad, el esfuerzo gel, el régimen de flujo, la velocidad anular, y la densidad del lodo afectan la limpieza del agujero. Normalmente, al incrementar la velocidad anular y la densidad del lodo se mejora la capacidad para limpiar el agujero.²⁴

Por medio de investigaciones se ha podido determinar valores para el punto de cedencia medido a condiciones ambientales (72°F) de forma tal que se controle el asentamiento de los recortes en la parte baja del agujero cuando se bombea en flujo laminar. Si la capacidad del equipo de bombeo lo permite el fluido de perforación bajo flujo turbulento mejorará la remoción del canal de sólidos y romperá las zonas gelificadas.

Pruebas realizadas con un ángulo de inclinación de 85° son mostradas en la Tabla 2.4, al alcanzar un valor del punto de cedencia de 28 lb/100 pies² el canal de sólidos fue eliminado completamente. Pruebas posteriores se realizaron con un ángulo de 60° observándose un valor de 20 lb/100 pies² de punto de cedencia para poder eliminar completamente el canal de sólidos. En la Tabla 2.5 aparecen los valores recomendados del mínimo punto de cedencia en función del ángulo de inclinación.^{25,26}

TABLA 2.4 VARIACION DEL PUNTO DE CEDENCIA
DEL FLUIDO DE PERFORACION EN POZOS CON DESVIACION DE 85°

(y_p) a 72°F	Efic. Despl.(%)
4	23
6	14
9	50
17	79
23	58
25	67
28	99
36	100
47	100

TABLA 2.5 PUNTO DE CEDENCIA MINIMO (y_p)
DEL FLUIDO DE PERFORACION EN FUNCION DEL ANGULO

ANGULO	(Y_p) a 72°F
45	15
60	20
85	28
90	30

El éxito en la producción de pozos horizontales depende en gran medida de los fluidos utilizados durante las fases de perforación y terminación. Para seleccionar el fluido de perforación se deberán tomar en cuenta algunas precauciones:²⁵

-Prevenir el daño al yacimiento.

-Prevenir la incompatibilidad entre el fluido de la formación y el de perforación.

-Asegurar la estabilidad del agujero (especialmente en formaciones no consolidadas).

-Proporcionar la suficiente lubricación para reducir la torsión y la fricción, y por lo tanto la posibilidad de pegaduras por presión diferencial de la sarta de perforación y tubería de revestimiento.

En lugar de utilizar lodos comunes y corrientes es posible utilizar fluidos de terminación de pozos, de baja densidad, al penetrar la formación productora para evitar problemas como el de bajos ritmos de penetración y daño excesivo a la formación.

Es preferible el uso de polímeros a la bentonita y evitar el uso de barita por un densificante que pueda ser fácilmente removido de la pared del pozo mediante acidificación como el carbonato de calcio.

Las pérdidas de circulación pueden prevenirse y remediarse utilizando carbonato de calcio que actúa como agente densificante o como agente taponante temporal. Esta característica es de primordial importancia cuando se perfora a través de formaciones fracturadas con probabilidad de pérdidas de circulación y también para construir un enjarre firme y soluble al ácido.²³

Tanto en los pozos horizontales como en pozos altamente desviados, los recortes al ser acarreados del fondo del pozo hacia la superficie pasan a través de diversas secciones, con variaciones en la inclinación desde los 90° a 0° (del fondo a la superficie) con respecto a la vertical, en donde la limpieza del pozo pueden variar bastante de una sección a otra. El pozo se puede dividir en tres secciones de inclinación diferentes, separadas por dos valores críticos del ángulo de inclinación.

Cuando se perfora horizontalmente de 0° a 90° la influencia del componente axial (V_{sa}) de la partícula que cae (V_s) se reduce al aumentar la desviación. Por el contrario el componente radial (V_{sr}) de la partícula se incrementa hacia la parte inferior del pozo (Fig. 2.25).

Pruebas, cálculos teóricos y la experiencia de campo han permitido una estimación de estos ángulos críticos:²⁵

$$(25^{\circ} < \alpha < 35^{\circ}) \quad \text{y} \quad (55^{\circ} < \beta < 65^{\circ})$$

1. Secciones donde la inclinación varía entre 0° y α .

En esta sección, el componente radial de la velocidad de resbalamiento (V_{sr}) es nulo y se incrementa cuando el ángulo aumenta, α es el valor crítico del ángulo donde V_{sr} es suficiente para hacer que las partículas salgan del flujo de lodo y se depositen en la parte inferior del pozo con una tendencia a deslizarse otra vez hacia la corriente, debido a V_{sa} .

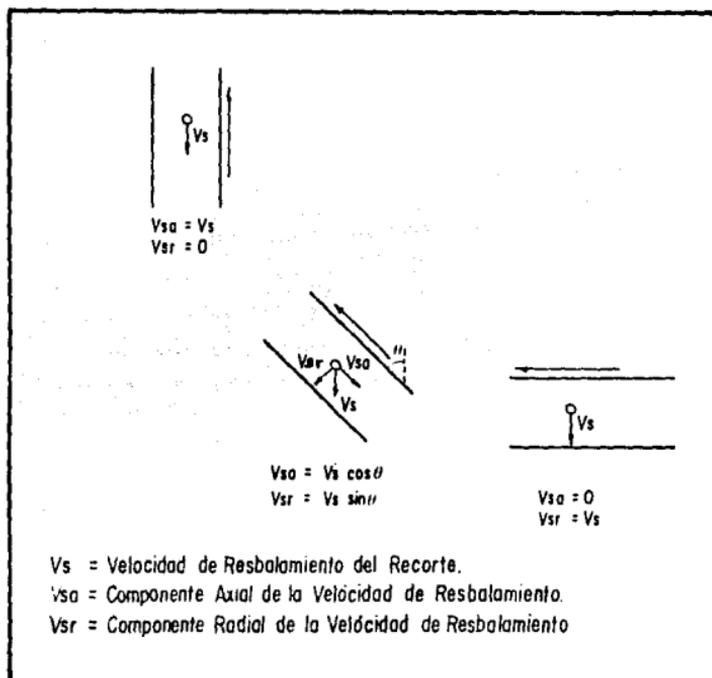


FIG.2.25 _EFECTO DE LA GRAVEDAD SOBRE LOS RECORTES AL VARIAR LA INCLINACION DEL AGUJERO.²⁸

Es conveniente el uso de flujo laminar en caso de que existan recortes grandes. La relación Y_p/P_v tiene que ser aumentada, y si se requiere es posible circular baches de alta viscosidad en este rango de desviación.

2. Secciones donde la inclinación varía entre α y β .

Mientras el ángulo se incrementa, V_{sr} aumenta continuamente incrementando la tendencia de depositación de las partículas en la parte inferior del pozo, pero al mismo tiempo V_{sa} se reduce y β es el ángulo crítico donde V_{sa} no es suficiente para hacer que los recortes se deslicen hacia la corriente.

Estas secciones son críticas no solo porque los recortes construyan un banco en la parte inferior del pozo, sino porque este banco puede tender a deslizarse pozo abajo por el efecto de gravedad cuando las bombas se detienen, pudiendo ocasionar pegaduras de tubería, a menos que todos los recortes sean circulados antes del viaje de tubería. Para limpiar estas secciones deberá asegurarse una velocidad suficiente de lodo de 0.9 a 1.0 mts/seg (3.3 pies/seg). Si esta velocidad mínima no es posible debido a limitaciones de bombeo, inestabilidad del agujero o del motor de fondo la relación Y_p/P_v y el tiempo de circulación deberán incrementarse.²⁸

3. Secciones donde la inclinación varía entre β y 90° .

Cuando el ángulo se incrementa de β a 90° , la influencia de la componente axial de la velocidad de resbalamiento se reduce y alcanza un valor de cero cuando el ángulo es de 90° .

La ovalación del agujero debe esperarse, los recortes tendrán una tendencia a asentarse y concentrarse en la parte baja del agujero alrededor de la tubería de perforación. El flujo turbulento se recomienda para prevenir que los recortes se asienten. El tiempo de circulación puede incrementarse cuando el flujo turbulento no sea posible, la rotación de la tubería también ayudará a desestabilizar estos bancos de recortes.

Considerando que el objetivo de un pozo horizontal es conseguir altos gastos de producción, es especialmente importante el control del filtrado para minimizar el daño a la formación.

Los requerimientos para controlar el filtrado del lodo son dados por la permeabilidad de la formación, presión diferencial, y por la mineralogía de la formación. Un control apropiado de la pérdida de fluido es necesario para reducir la incidencia de pegaduras de tubería por presión diferencial, conseguir la estabilidad del agujero y minimizar el daño a la formación. El enjarre deberá ser delgado, consistente y compresible como evidencia de una buena calidad.²⁴

La superficie expuesta al fluido de perforación en un pozo horizontal es comparativamente mayor que en un pozo vertical, por lo que puede tolerar un mayor daño a la formación y todavía producirá mucho mejor que su contraparte vertical.

ESTABILIDAD DEL POZO

Los problemas de estabilidad del pozo deben de tomarse en cuenta durante la perforación del pozo, así como en su etapa de producción. La inestabilidad del pozo puede ocasionar que haya un colapso si la presión en el fondo del pozo es insuficiente, o bien puede ocurrir un fracturamiento no deseado de la formación si la presión en el pozo es mayor que la presión de fractura de la formación. Por lo tanto, un factor importante a considerar para evitar la inestabilidad es la densidad del fluido dentro del pozo.^{24,30}

Al reducir la presión en el pozo, el esfuerzo compresivo en la pared del pozo tiende a aumentar. Cuando el esfuerzo compresivo alcanza un valor superior a la resistencia a la compresión de la formación, el pozo falla por compresión, originandose con esto que el pozo se colapse. El pozo es más susceptible al colapso, al aumentar la profundidad y el ángulo de inclinación.^{29,30}

El fracturamiento del pozo se debe a que éste falla por tensión. Es decir, que al aumentar la presión se produce un esfuerzo de tensión en la pared del pozo. Cuando el esfuerzo máximo de tensión que se produce en el pozo es mayor que la

resistencia a la tensión de la formación, esta se fractura originandose con ello pérdida de circulación.^{24,29}

Tomando en consideración lo anterior, es necesario establecer un rango de presión permisible de modo que se evite que el pozo falle a la tensión o a la compresión. Este rango de presiones deberá estar entre la presión de fractura de la formación y la presión crítica del pozo (Pcr), es decir aquella presión a la que el pozo presentará falla por compresión.

Por lo tanto, se puede evitar la inestabilidad del pozo, balanceando la presión de tal modo que esté dentro del rango permisible establecido anteriormente.⁽²⁰⁾ La estabilidad del pozo depende de los esfuerzos tectónicos en la región, la orientación del agujero así como de las propiedades mecánicas de la formación, por lo que este problema deberá tratarse para cada caso en particular. Se sugiere el uso de un modelo teórico para determinar la falla, además de realizar pruebas en el campo y en el laboratorio.

CAPITULO III

TERMINACION DE POZOS HORIZONTALES

III.1 INTRODUCCION

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie y su objetivo primordial es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.

Diversas técnicas para la terminación de pozos horizontales han sido desarrolladas. El proceso para seleccionar el tipo de terminación se basa principalmente en la naturaleza de la formación productora, la presencia de heterogeneidades, los fluidos producidos y la técnica de perforación utilizada.³¹

Los tipos de terminación desarrollados para pozos horizontales son:

1. Terminación en Agujero descubierto.
2. Terminación con Liner Ranurado o Preperforado.
3. Terminación con Empacadores Inflables de TR.
4. Terminación con Liner Pre-Empacado.
5. Terminación con Tubería Cementada (Terminación con Preparación para Estimulación).

En algunos casos la elección de la terminación final no puede ser determinada adecuadamente hasta que el comportamiento del pozo ha sido observado.²⁹

Las alternativas más simples y menos costosas en la terminación de pozos horizontales son las de terminarlo en agujero descubierto o con liner ranurado sin cementar, sin embargo estas opciones son las más limitadas en cuanto a la capacidad para poder cuantificar la producción real del pozo, producir selectivamente una formación heterogénea, controlar problemas de conificación de agua y/o gas y a la posibilidad de desarrollar posteriormente tratamientos de estimulación matricial y fracturamiento hidráulico.³²

III.2 TIPOS DE TERMINACION

TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO

La terminación de un pozo horizontal en agujero descubierto es la más económica de todas. La tubería de revestimiento (TR) intermedia es cementada en la cima de la formación productora para sellar el límite superior de esta, posteriormente un tratamiento de limpieza es necesario para la remoción del lodo y los recortes en la sección horizontal (Fig.3.1).³¹

Debido a las heterogeneidades presentes en muchos yacimientos, la producción no es uniforme a lo largo de toda la sección horizontal y las terminaciones en agujero descubierto limitan la posibilidad de producir selectivamente el pozo, el uso de registros de producción para cuantificar el comportamiento real del pozo no es posible y no se puede estimular la formación productora debido a la posibilidad de derrumbes en el agujero.

Por estas razones las terminaciones en agujero descubierto aunque son posibles de hacer para todos los tipos de pozos horizontales no son utilizadas frecuentemente excepto en carbonatos naturalmente fracturados como en el campo costafuera Rospo Mare en el Mar Adriático en Italia, aparentemente sin que el colapso de los agujeros hayan ocurrido y en aplicaciones con

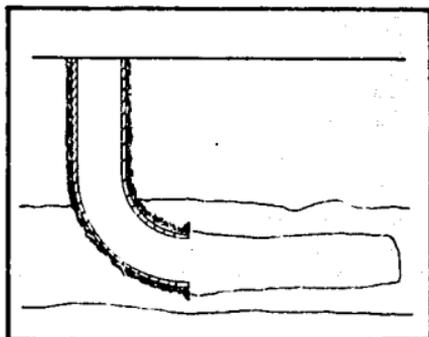


FIG 3.1. TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO.³¹

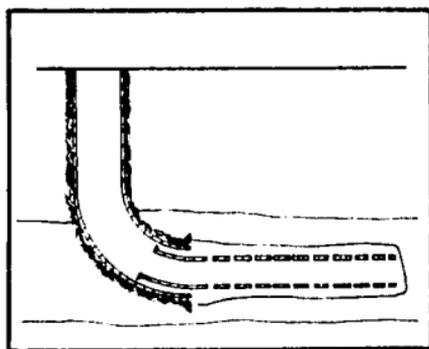


FIG 3.2. TERMINACION CON LINER RANURADO.³¹

pozos de radios ultracortos y cortos debido a la limitación ocasionada por sus restringidos radios de curvatura y sus diámetros de agujero.³²

TERMINACIÓN CON LINER RANURADO O PERFORADO

Este tipo de terminación es esencialmente una terminación en agujero descubierto con un liner (TR corta) ranurado o pre-perforado colocado dentro de la sección horizontal para proporcionar un conducto adicional en caso de que el agujero se colapse. Es el tipo de terminación más utilizado hasta el momento y los mejores beneficios son obtenidos en yacimientos con buen flujo natural o con fracturas naturales que generalmente no necesitan tratamientos posteriores de limpieza o estimulación (Fig.3.2).³¹

Una unidad de tubería flexible (UTF) puede ser utilizada en el interior del liner para:

1. Circular dentro del agujero, si es necesario.
2. Remover el lodo y los sedimentos del espacio anular.
3. Tratar el fluido en el espacio anular.

Las terminaciones usando liners ranurados o pre-perforados ofrecen la capacidad de tomar registros al pozo. La producción, inyección o estimulación selectivas solo puede lograrse en sentido general debido a la canalización en forma dispersa de los fluidos que se encuentran fuera del liner. Se requieren por lo tanto técnicas más sofisticadas de terminación para explotar más eficientemente el potencial de muchos yacimientos.³²

Este tipo de terminación es posible de hacer para todos los tipos de pozos horizontales.

TERMINACION CON ENPACADORES INFLABLES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CECP)

Este tipo de terminación es utilizada para controlar varios intervalos en la sección horizontal dentro de un yacimiento heterogéneo con diferentes zonas productoras, en ocasiones estas secciones producen agua o gas, para aislarlas y controlarlas se

utilizan empacadores inflables externos de TR (External Casing Packers o ECP) y sustitutos de circulación con orificios de cierre. Los empacadores externos de TR son inflados con gas, lodo o cemento (Fig.3.3).³¹

Para pozos que encuentren heterogeneidades mayores, diferentes facies, fallas que pasan a través de diferentes yacimientos o una red de fracturas alimentadas por un acuífero o un casquete de gas se puede utilizar esta terminación selectiva para aislar las zonas improductivas y prevenir el flujo de fluidos indeseables, dividir el drenaje en varias secciones y permitir la estimulación selectiva de zonas independientes.²³

Este tipo de terminación combinada seguida de pruebas individuales para cada sección, ayuda a remover el lodo y sedimentos además de proporcionar cierto control para hacer estimulaciones matriciales. Debido al tamaño y rigidez de los accesorios utilizados este tipo de terminación selectiva solamente puede ser aplicada en pozos de radios de curvatura medios y largos.

TERMINACION CON LINER PRE-EMPACADO

Este tipo de terminación fue desarrollada en campos del Mar del Norte en yacimientos de arenas no-consolidadas, el fluido de perforación que normalmente se utiliza es una emulsión inversa para proporcionar más estabilidad a las paredes del agujero. El liner pre-empacado es centrado dentro de la sección horizontal y posteriormente se utiliza una unidad de tubería flexible (UTF) para bombear baches lavadores para remover el lodo de perforación y sedimentos adheridos al cuerpo del liner pre-empacado. Para limpiar y proteger la cubierta exterior del liner pre-empacado se circula desde el interior una solución ácida para reducir el daño causado por el fluido de perforación (Fig.3.4).³¹

Existen diferentes versiones de liners preempacados, el liner pre-empacado con tubería doble (concéntricas) y cedazo, es el de construcción más sofisticada, consta de una tubería interior con perforaciones múltiples que siguen un determinado

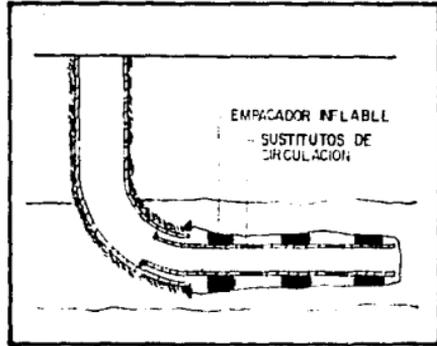


FIG 3.3 .TERMINACION CON EMPACADORES
INFLABLES DE TR 31

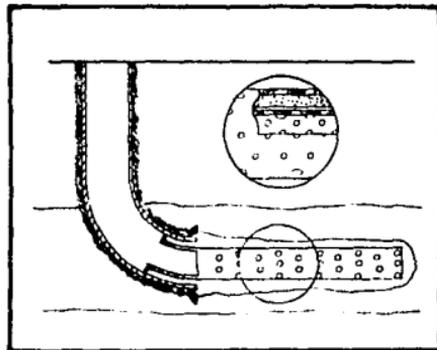


FIG.3.4..TERMINACION CON LINER PREEMPAADO.31

patrón helicoidal y están recubiertas con un esqueleto de varillas longitudinales, sobre estas un cedazo de metal y un empacamiento de grava fina con resinas epóxicas y sobre este arreglo una tubería externa también perforada con un patrón similar a la tubería interna. Todo el conjunto está protegido metalúrgicamente contra la corrosión y los daños por efecto de temperatura.³¹

El liner pre-empacado con cedazo doble es de construcción similar al anteriormente descrito con la variante de tener un arreglo adicional de cedazo metálico en lugar de la tubería externa concéntrica.

Existe un tercer tipo de liner pre-empacado con cedazo de alambre sencillo y con centradores soldados (aletas) a lo largo del cuerpo exterior, éste es el de construcción más sencilla de los tres.

El liner más sofisticado es el más costoso de todos y se utiliza cuando se prevén fuertes problemas de arenamiento en el pozo (arenas finas).

TERMINACION CON TUBERIA CEMENTADA

Este tipo de terminación también conocido como terminación con preparación para estimulación proporcionará una protección adicional contra el colapsamiento del agujero durante toda la vida productiva del pozo horizontal y permitirá un mejor control en los procesos de estimulación, ya sean fracturamiento o estimulación matricial y en operaciones posteriores de reparación del pozo (Fig.3.5).³¹

La cementación de la sección horizontal es la mejor opción para formaciones mal consolidadas, yacimientos estratificados con baja productividad donde es necesario fracturar y para retardar los problemas de conificación de agua y/o gas.

Antes que el incremento en los costos de la terminación así como las complicaciones técnicas habían limitado el uso de los liners cementados debido a los costos del liner, la cementación, el tiempo de equipo y los disparos.³²

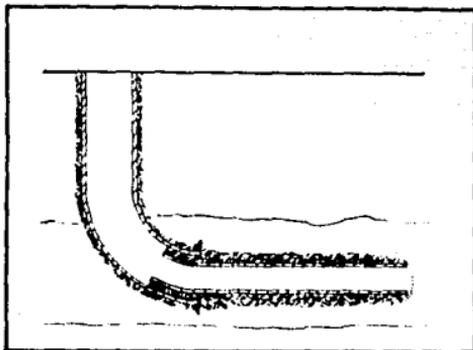


FIG 3.5 _TERMINACION CON LINER CEMENTADO
(Con preparación para estimulación)³¹

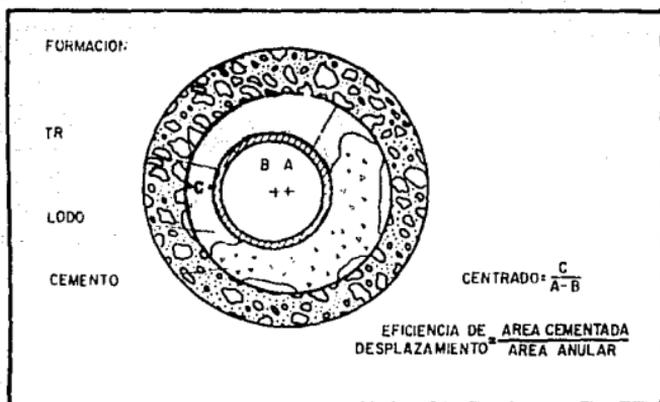


FIG.3.6 _ DEFINICION DEL CENTRADO DE LA TR Y EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO ^{36,39}

La cementación es necesaria cuando se planea fracturar hidráulicamente el yacimiento. Si solo se requiere aislar la parte superior del yacimiento debido a la presencia de un casquete de gas, se recomienda la cementación parcial del agujero para aislar la parte superior de la sección curva del pozo.²³

Este tipo de terminaciones solo son posible en pozos con radios de curvatura largos y medios.

III.3 CEMENTACION Y DISPAROS

El propósito de una cementación primaria es rodear a la tubería de revestimiento (TR) con un recubrimiento completo de cemento y adherirla a las formaciones adyacentes; la falla de rodear y proteger la tubería de revestimiento a causa de un incompleto desplazamiento del lodo y recortes asentados en el costado inferior del fondo del pozo, puede ocasionar problemas tales como:^{27,34}

- Migración de los fluidos del pozo.
- Colapso o corrosión de la TR.
- Pérdida del control del pozo.
- Altos costos de reparación por recementación.

La eficiencia de desplazamiento durante una cementación es igual al área del espacio anular cementada dividida por el área total del espacio anular. El centrado de la tubería de revestimiento o del liner con respecto al agujero del pozo es la distancia mínima o claro que existe entre la TR y la pared del pozo (C), entre la diferencia del radio del pozo (A) menos el radio exterior de la TR (B), las condiciones óptimas se establecen cuando se logra una eficiencia de desplazamiento y un centrado igual a la unidad (1=100%), valores menores a estos indicarán un cierto margen de error en el control de estos parámetros (Fig.3.6).³⁴

Durante la cementación primaria de un pozo horizontal se deben de evitar dos problemas:

1. La formación de canales de sólidos en el costado inferior del espacio anular.

2. La formación de canales de agua libre en la parte superior del espacio anular.

El desplazamiento de lodo y recortes en un pozo horizontal y el trabajo de cementación se puede complicar debido principalmente a la formación de un canal de material sólido lodoso en la parte inferior del pozo. Este canal se origina por el asentamiento de sólidos provenientes de los recortes hechos por la barrena y del material densificante del lodo de perforación. El canal de agua libre se debe al uso de lechadas de cemento mal diseñadas que se deshidratan durante el fraguado, de aquí la necesidad de diseñar lechadas de cemento con cero porcentaje de agua libre.^{34,35}

III.3.1 CEMENTACION

Los estudios realizados en el laboratorio y la experiencia de campo indican que los canales de sólidos son la causa principal de las fallas en los trabajos de cementación primaria en pozos horizontales. Las acciones encaminadas a lograr una cementación primaria exitosa se dividen en las siguientes dos categorías:³⁶

1. MANEJO ADECUADO DE LOS FLUIDOS

Se requiere fijar la atención en las propiedades del fluido de perforación, en el diseño de la lechada de cemento, de los fluidos espaciadores-lavadores y los gastos de bombeo durante el trabajo de cementación.

2. ACCIONES MECANICAS Y USO DE DISPOSITIVOS

Es conveniente programar acciones mecánicas y utilizar los dispositivos adecuados que ayuden a asegurar el éxito de la cementación tales como: movimientos de la TR, una correcta relación entre los diámetros del pozo y la TR, y el uso de centradores para la tubería de revestimiento.

III.3.1.1 MANEJO DE LOS FLUIDOS

FLUIDOS DE PERFORACION

El aspecto más importante de un trabajo de cementación primaria es el desplazamiento del fluido de perforación. La planeación del desplazamiento apropiado del lodo empieza en la etapa de perforación, debiendo minimizarse el asentamiento de sólidos en la parte baja del agujero ya que serán muy difíciles de remover en las etapas posteriores durante la terminación del pozo.³⁵

El problema más grave que afecta la cementación de pozos horizontales es la depositación de sólidos, originado por el asentamiento de los agentes densificantes o recortes perforados provenientes del lodo de perforación. La reología del lodo, específicamente el punto de cedencia (Y_p) origina que se asienten o no los sólidos.

De estudios realizados en pozos verticales se ha encontrado que se obtiene una alta eficiencia de desplazamiento del lodo, mediante la reducción del punto cedente del lodo y la maximización de los gastos de bombeo. Sin embargo para pozos horizontales se requieren además de la maximización de gastos bajo flujo turbulento para romper las zonas golificadas, lodos con altos valores de Y_p para prevenir el asentamiento de sólidos.^{27,34}

El valor mínimo del punto de cedencia para prevenir el canal de sólidos para una desviación de 60° fue de 20 lb/100 pies² a 72° F y para una desviación de 85° fue de 28 lb/100 pies² a 72° F. Sin embargo este valor del punto de cedencia varía de acuerdo al ángulo de desviación del pozo (Tabla 3.1).³⁶

TABLA 3.1 PUNTO DE CEDENCIA MINIMO (Y_p)³⁶
DEL FLUIDO DE PERFORACION EN FUNCION DEL ANGULO

ANGULO	(Y_p) a 72° F
45	15
60	20
85	28
90	30

DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTO

El diseño de la lechada de cemento para pozos horizontales deberá ser modificado para asegurar que no se forme un canal de comunicación en el espacio anular después de la colocación del cemento. Es fundamental hacer pruebas de agua libre y de asentamiento de la lechada.

Cualquier separación de agua libre en un pozo horizontal provee de una trayectoria para una posible comunicación entre zonas. Las lechadas de cemento que se utilicen deberán acondicionarse a la temperatura circulante de fondo y a la presión de fondo del pozo.³⁰

El criterio más importante para el diseño de la lechada de cemento es el contenido de agua libre, este deberá ser mantenido tan cercanamente a cero como sea posible. Se han diseñado productos químicos para inhibir el agua libre, que actúan como dispersantes del cemento permitiendo desarrollar diseños de lechadas delgadas con mínimo esfuerzo de cedencia y cero por ciento de agua libre.^{31,32}

Las propiedades mecánicas del cemento se consideran de segunda importancia respecto a la lechada, sin embargo en un pozo horizontal se requiere un cemento con un alto esfuerzo compresivo ya que el esfuerzo vertical de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales contribuyendo a que el agujero se colapse más fácilmente que en un pozo vertical.

FLUIDOS ESPACIADORES LAVADORES

El uso correcto de fluidos espaciadores lavadores es requerido para maximizar la eficiencia de desplazamiento del lodo, cuando han sido utilizados fluidos base agua o base aceite en la perforación del pozo horizontal.

La información disponible indica que los resultados más efectivos han sido obtenidos al utilizar grandes volúmenes de fluidos lavadores de baja viscosidad antes de bombear la lechada de cemento.^{27,31,34}

En la Tabla 3.2 se muestra que para volúmenes equivalentes de un fluido de baja viscosidad (agua) se obtiene una mejor eficiencia de desplazamiento que para el mismo volumen de un fluido viscoso, debido principalmente a la presencia de flujo bajo régimen turbulento.³¹

TABLA 3.2 PRUEBAS CON FLUIDOS LAVADORES³¹
LODO CON ASENTAMIENTOS Y DESVIACION DE 80°

Lavador	Vol.(bbls)	Efic. Despl.(%)
Agua	10	69
Agua	40	94
SAM-5	10	34
SAM-5	40	66

Cuando el pozo horizontal ha sido perforado con un fluido base aceite se presenta una situación de mojabilidad de aceite entre la superficie de la tubería y las paredes de la formación la cual dificultará la adherencia del cemento. Batches lavadores con surfactantes pueden ser diseñados para proporcionar un ambiente mojado por agua y mejorar la adherencia del cemento.

Las recomendaciones generales para el desplazamiento de un fluido de perforación base aceite son:^{31,32}

Lodo Base Aceite

1. Proporcionar un tiempo de contacto de 8 a 10 min.
2. Tener Compatibilidad entre lodo de perforación y la lechada de cemento.
3. Un correcto diseño de surfactantes para lograr un ambiente mojado por agua.
4. Altos volúmenes y gastos de bombeo para maximizar la limpieza del lodo emulsionado y mejorar la adhesión del cemento.

Las recomendaciones cuando se considera el desplazamiento de un lodo base-agua son las siguientes:

Lodo Base Agua

1. Proporcionar un tiempo de contacto de 8 a 10 min.
2. Utilizar fluidos de baja viscosidad bajo flujo turbulento.

3. Utilizar fluidos reactivos dispersantes en el fluido (opcional).

GASTOS DE BOMBEO

Maximizando los gastos de flujo durante la cementación se contribuye a limpiar el agujero y a colocar apropiadamente el cemento, considerando sistemas de lodos tanto base agua como base aceite.

La Tabla 3.3 indica que una vez que se ha elegido un correcto sistema de surfactantes, el gasto con el que será bombeado controlará en parte la efectividad de transformar el medio ambiente mojado por aceite, por uno mojado por agua, mejorando la adherencia entre la formación y la TR.

Se concluye que a bajos gastos se obtuvieron excelentes eficiencias de desplazamiento sin embargo no hubo adherencia, pero al incrementar el gasto se crea una situación en la cual las características de los surfactantes son optimizadas y una buena adherencia es conseguida.^{31,36}

TABLA 3.3 EFECTOS DEL GASTO DE FLUJO³⁶

Gasto (BPM)	Eficiencia (%)	Adher. Hca. (lb/ps ²)
2	99	0
3	97	0
7	95	542
7	97	517

La Tabla 3.4 muestra que las altas velocidades anulares también contribuyen a la eficiencia de desplazamiento, esta información fue obtenida desplazando lodo base agua con densidad de 12 lb/gal y una lechada de cemento de 16.8 lb/gal.

TABLA 3.4 EFECTO DE LA VELOCIDAD

Gasto (BPM)	Efic. Despl. (%)
1	48
4	75
7	98

Cuando todos los parámetros se mantienen constantes, al aumentar el gasto de bombeo se incrementa la eficiencia de desplazamiento, y también al tener velocidades anulares altas, se deberá evitar fracturar la formación al manejar presiones de circulación excesivas.³⁰

III.3.1.2 ACCIONES MECANICAS

MOVIMIENTO DE LA TR.

El movimiento de la tubería ya sea recíprocante o rotacional es la mejor manera de remover el canal continuo de sólidos formado en la parte baja del agujero. La agitación mecánica creada contribuye a romper las zonas gelificadas y a desprender los recortes acumulados a lo largo de la sección horizontal y curva del pozo.³¹

La Tabla 3.5 muestra que el movimiento de la tubería es una alternativa efectiva para remover completamente los sólidos asentados.

TABLA 3.5 EFECTOS DEL MOVIMIENTO DE LA TUBERIA³¹
(PRUEBA DE LABORATORIO)

LODO CON ASENTAMIENTO Y DESVIACION DE 80°

Tipo de Movimiento	Efic. de Despl. (%)
Ninguno	50
Rotación	100
Recíprocante	99
Rotación y Recíprocante	100

La experiencia de campo indica que el éxito para lograr el movimiento de la tubería dentro de un pozo horizontal es la correcta centralización ya que una tubería pobremente centrada contribuirá a una pegadura, incrementará el arrastre y generará valores excesivos de torsión todo esto debido al incremento en la superficie de contacto con las paredes del pozo.³⁰

RASPADORES DE PARED

Pruebas adicionales fueron realizadas combinando el movimiento de la tubería con raspadores de cable, estas tuvieron un incremento notable en la remoción del enjarre de las paredes del pozo y la más alta eficiencia de desplazamiento para un lodo que no generaba asentamiento de recortes (Tabla 3.6).^{31,36}

TABLA 3.6 PRUEBAS DE LABORATORIO CON MOVIMIENTOS³⁶
DE LA TUBERÍA Y RASPADORES DE CABLE

LODO SIN ASENTAMIENTO DE RECORTES Y DESVIACION DE 80°

Tipo de Movimiento	Eficiencia de Desplazamiento (%)	
	Sin Raspador	Con Raspador
Rotación	69	86
Reciprocación	67	98
Rotación y Reciprocación	92	99

El raspador de pared de cable es el que mejora en forma más significativa el porcentaje de remoción del lodo y el enjarre.²⁷

CENTRADO DE LA TR.

El centrado en las secciones curva y horizontal del pozo es mucho más crítica que en la sección vertical. Varias pruebas han conducido a la identificación de un centrado mínimo recomendado del 60 % para remover eficientemente el canal de lodo y recortes de la parte baja del agujero, sin embargo es preferible obtener un centrado mínimo del 70 % para maximizar la limpieza del agujero y la eficiencia de desplazamiento de la lechada de cemento.¹¹

La Tabla 3.7 indica que un centrado menor del 60% no garantiza la remoción del canal de sólidos, cuando el centrado es mayor del 60 % el canal de sólidos es removido en todos los casos.

TABLA 3.7 EFECTOS DEL CENTRADO DE LA TUBERIA
(PRUEBA DE LABORATORIO)

(CENTRADO < 60 %)		(CENTRADO > 60 %)	
Gasto (BPH)	Canal de Sólidos	Gasto (BPH)	Canal de Sólidos
2	Moderado	2	Nada
2	Severo	2	Nada
7	Ligero	7	Nada
7	Moderado	2	Ligero
2	Severo	2	Moderado
7	Severo		
7	Severo		
7	Nada		

El centrado de la TR se vuelve más crítico cuando la carga sobre los contradores se incrementa debido a que la lechada de cemento que fluye por el interior de la TR es más pesada que el lodo del espacio anular, es conveniente disminuir la diferencia de densidades pudiendo optarse por usarse fluidos con densidades cada vez menores yendo del lodo al espaciador, de espaciador al cemento y de éste al fluido de desplazamiento, sin dejar de considerar que el pozo debe de quedar controlado.³³

El problema más común asociado es la fricción excesiva causada por los centradores, el espaciamiento adecuado deberá calcularse utilizando modelos de cómputo para reducir la fricción al mínimo.

Los centradores ayudan al proceso de remoción del lodo ya que los arcos del centrador crean alteraciones locales en el patrón de flujo beneficiando la eficiencia de desplazamiento, sin embargo este efecto se localiza a solo unos cuantos pies del contrador.³⁴

RELACION ENTRE LOS DIAMETROS DEL POZO Y DE LA TR.

El tamaño del agujero y de la tubería de revestimiento tiene una gran influencia en la eficiencia de desplazamiento para cualquier configuración del pozo. Para pozos verticales el mejor claro recomendado es de 0.75 pg a cada lado de la tubería, entendiéndose por claro la distancia que existe entre el radio del agujero y el radio exterior de la tubería de revestimiento,

por ejemplo para un agujero de 7 pg de diámetro se recomienda un liner con diámetro máximo de 5 1/2 pg.

Sin embargo para pozos horizontales la combinación de las fuerzas gravitacionales y las fuerzas hidrostáticas hacen necesario un claro más grande a cada lado del liner.³⁰

Varias pruebas han concluido que es necesario un claro mínimo de 1.5 pg a cada lado del liner, por ejemplo para un agujero de 8.5 pg es recomendable un liner de 5 pg, con este claro se obtiene un mejor espacio para lograr un desplazamiento más eficiente.^{31,37}

III.3.2. DISPAROS

Disparar es la operación más importante en la terminación de un pozo con tubería de revestimiento cementada, ya que para poder evaluar y optimizar la producción de cada zona es conveniente una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y la zona productora.

Para un pozo horizontal terminado con tubería cementada, además del costo del liner, el trabajo de cementación, los tiempos de equipo, también se incluye un costo adicional ya que deberá de ser disparado en una o varias zonas dentro de la sección horizontal.

Estos costos adicionales se justifican debido a los beneficios que de ellos se obtienen:³²

- a) La opción de fracturar la formación para obtener mayores producciones.
- b) Evitar producciones prematuras de agua.
- c) Prevenir el colapsamiento de agujeros con paredes inestables en formaciones no consolidadas.

Las Pistolas Bajadas con Tubería de Producción (Tubing Conveyed Perforating o TCP) utilizadas en pozos horizontales y altamente desviados consiste de una serie de pistolas, espaciadores y accesorios bajados al pozo con un aparejo de producción o aparejo de prueba (Fig.3.7). El método TCP ofrece las siguientes ventajas sobre cualquier otro método de disparos:^{31,32,38}

1. Todos los disparos pueden ser hechos en un solo viaje de tubería.

2. Las limitaciones mecánicas son superadas al correr las pistolas junto con la tubería.

3. Todas las perforaciones son creadas a las mismas condiciones de presión de fondo ya que todas las cargas se disparan en menos de 200 msog.

Los costos dependen del número de cargas y tipo de explosivos utilizados. El tamaño de la TR y las características de la formación determinan el tipo de pistolas y de carga, la temperatura del yacimiento determina el tipo de explosivos a emplear.

Las pistolas TCP estan disponibles en diámetros de 2 7/8, 3 3/8, 4, 4 1/2, 5, 5 1/2 y 6 pg, las pistolas chicas se pueden cargar con una alta densidad de 20 dis/m (6 dis/pie) y las grandes hasta con 40 dis/m (12 dis/pie). La distribución de las cargas es en general helicoidal con defasamientos disponibles a 45°, 60°, 90° y 120°; los espaciadores que conectan las pistolas tienen longitudes de 5, 10 y 20 pies.³⁸

Intervalos mayores de 460 m (1500 pies) han sido exitosamente perforados desbalanceadamente, usando pistolas de 4 pg de diámetro dentro de liners de 5 1/2 pg con pistolas cargadas con 4 dis/pie (Shots Per Foot o SPF).³²

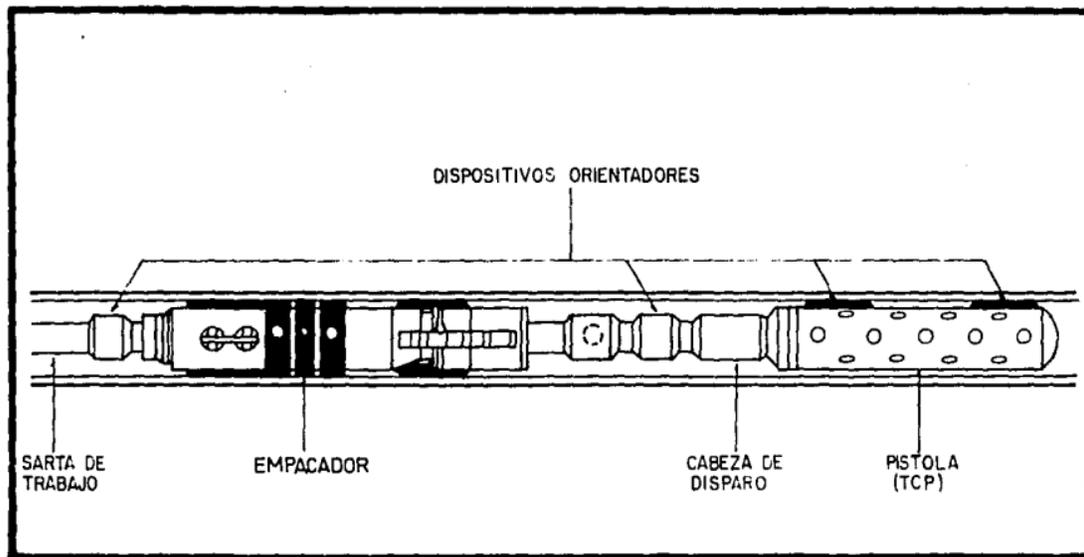


FIG. 3.7.- SISTEMA BASICO DE UN APAREJO DE PERFORACION CON PISTOLAS TCP PARA TERMINAR POZOS HORIZONTALES Y ALTAMENTE DESVIADOS. 41

La mejor productividad ha sido obtenida orientando los disparos con un defasamiento total de 360° , otro sistema de orientación permite hacer 10 dis/pie perforado con un defasamiento bajo a 120° . Varias alternativas están disponibles, por ejemplo para disparar con un defasamiento bajo a 180° dentro de la sección horizontal (Fig.3.8).¹²

Para las diversas alternativas de disparos orientados con defasamiento bajo, no se garantiza que la orientación de la sarta de trabajo arriba sea necesariamente la misma que para las pistolas abajo, debido principalmente a los efectos de fricción y torque generados al bajar la sarta de trabajo y a los ángulos de inclinación, es por esto que los disparos orientados con un defasamiento total de 360° aunque más costosos resultan ser más eficientes.

III.3.2.1 Sistemas de Disparos

En lugar de iniciar los disparos mecánicamente dejando caer una barra con línea de acero, las cargas son disparadas aplicando presión en el espacio anular o en la tubería de producción (TP).

El tradicional sistema de disparo con barra (BHF) es obsoleto en pozos horizontales debido a la acción de la fuerza de gravedad que imposibilita a la barra para alcanzar el detonador dentro de la sección horizontal.

El sistema de disparo por presión absoluta y retraso (HTDF) inicia la secuencia de disparo aplicando presión en la TP y las pistolas disparan después de un cierto tiempo de retraso predeterminado. Durante este retraso, se desfoga la presión en TP para obtener el desbalance de presión deseado a favor de la formación para que la surgencia de la formación limpie los residuos de los disparos.

La presión de operación en la cabeza de disparo es seleccionada instalando pernos de corte de varios esfuerzos, cuando la presión hidráulica alcanza este valor seleccionado los pernos se rompen provocando que un pistón viajero sea impulsado por la acción de un determinado volumen de aceite que pasa de una

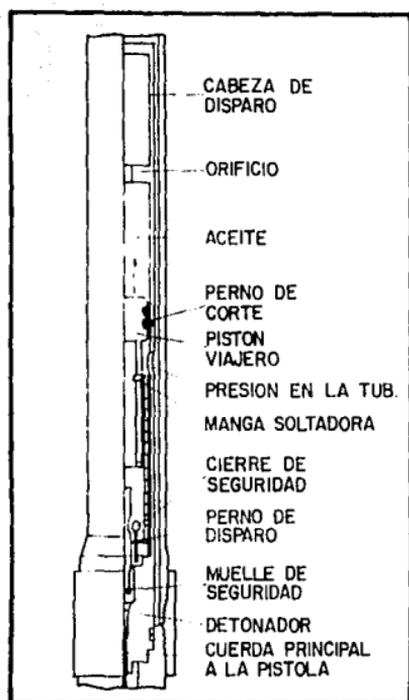


FIG. 3.9 _MECANISMO DE DISPARO (TCP).

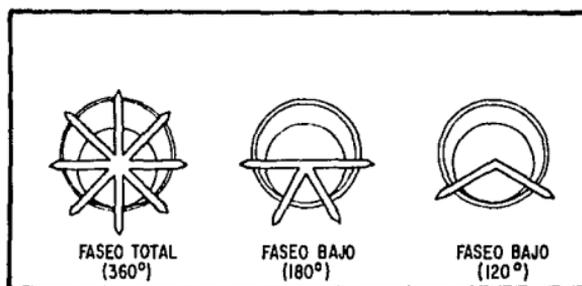


FIG. 3.8 _ORIENTACION DE LAS PERFORACIONES.

cámara a otra a través de un orificio calibrado y a un gasto determinado durante un cierto tiempo de retraso. El pistón acciona una manga soltadora que abre un muelle de seguridad hasta liberar el perno de disparo. Una vez liberado el perno, la presión hidrostática actúa sobre el percutor, éste a su vez sobre el detonador y la pistola se dispara. Una presión mínima de 750 lb/pg^2 es requerida para empujar el perno de seguridad hacia el detonador.

El tiempo de retraso del disparo depende del tamaño del orificio y de la distancia de la camisa al pistón pudiendo ser ajustado entre 7 y 60 min. Los pernos de corte varían de 1,000-18,000 lb/pg^2 con incrementos de 460 lb/pg^2 .^{38,39}

El sistema de disparo por presión diferencial (DPF) transfiere la presión en el espacio anular a través del empacador del aparato e inicia la secuencia de disparo aplicando presión en el espacio anular, se desfoga la presión en la TP y cuando la presión diferencial pasa de un valor determinado, los pernos de corte se rompen y la presión en la TP impulsa al percutor hacia el detonador produciéndose el disparo. Los pernos de corte varían de 500-12000 lb/pg^2 con incrementos de 250 lb/pg^2 . El inconveniente de este sistema es que el empacador deberá de estar correctamente asentado para poder establecer la presión diferencial.

La cabeza de disparo se instala después de las pistolas pudiendo ser manipuladas sin peligro alguno, al estar introduciendo la sarta de trabajo al pozo un muelle de seguridad mantiene el perno de disparo en una posición segura, este sistema hace que el mecanismo de disparo sea confiable durante el armado y desarmado de la pistola en la superficie y también cuando es bajada o recuperada (Fig.3.9).³⁸

El arreglo cuenta con un equipo desviador de flujo (by-pass) en el empacador de tal forma que la pistola sea detonada por la presión aplicada y permita el flujo del yacimiento al pozo.

III.3.2.2 Perforaciones Múltiples

Dos técnicas están disponibles para hacer perforaciones múltiples en pozos horizontales con la ventaja de poder fracturar hidráulicamente la formación cuando así se requiera, disparando y fracturando simultáneamente.

En la primera técnica la sarta de trabajo (pistolas, empacador recuperable y tubería) es corrida hasta el final de la sección horizontal del agujero revestido, el empacador es anclado y se perfora el primer intervalo. Se recupera la sarta del agujero y se baja a anclar un empacador perforable a un par de metros del intervalo anteriormente disparado para aislarlo y poder bajar la sarta de trabajo para perforar un nuevo intervalo. Posteriormente se mueve la parte anterior del empacador perforable y se empuja hacia el final de la sección horizontal, de esta forma varios intervalos pueden ser perforados y/o estimulados dentro de la sección horizontal (Fig.3.10a y b).⁴⁰

En la segunda técnica la sarta de trabajo con un tapón puente recuperable es corrida dentro del pozo, el tapón puente se ancla y se suelta, la pistola se jala situándola a la profundidad deseada, el empacador es anclado y se perfora el primer intervalo (Fig.3.11).

Se desancla el empacador y la sarta de trabajo es movida hacia el fondo de la sección horizontal recuperando el tapón puente y colocándolo cerca del intervalo disparado, la secuencia operativa es repetida para la perforación de varios intervalos.

III.4 ESTIMULACION Y FRACTURAMIENTO

Una estimulación de un pozo petrolero se define como el proceso mediante el cual se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o de éste a la formación.

Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan la estimulación matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la de fractura, caracterizan la estimulación por fracturamiento.

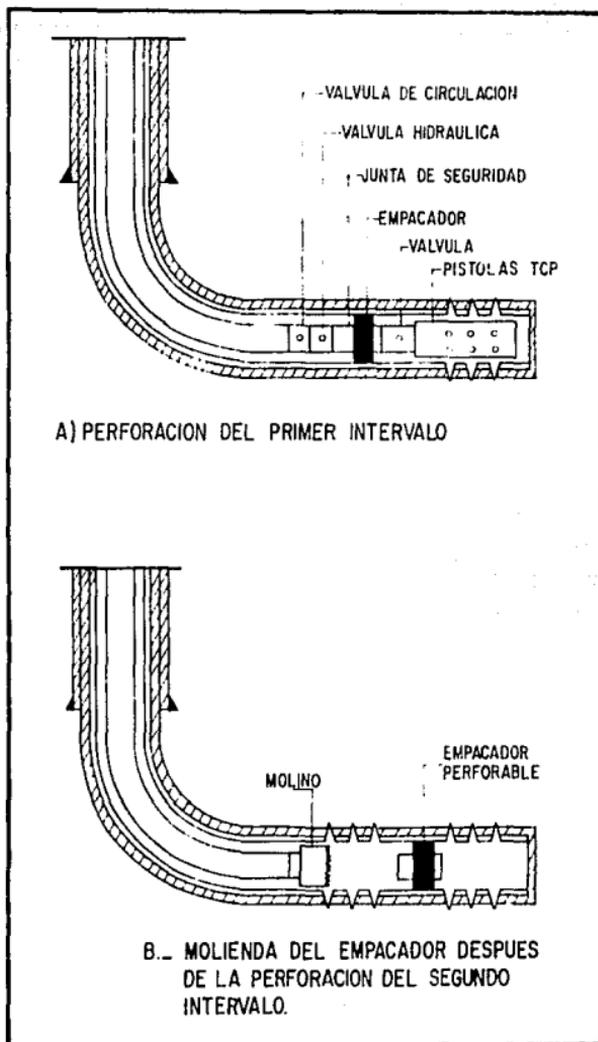


FIG. 3.10._ PERFORACIONES MULTIPLES AISLANDO CON EMPACADORES PERFORABLES. 43

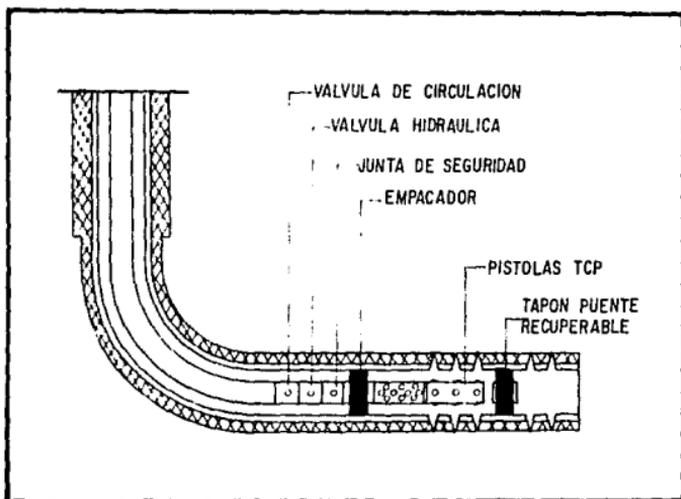


FIG.3.II.- PERFORACIONES MULTIPLES AISLANDO CON TAPON PUENTE RECUPERABLE. 43

La estimulación matricial no reactiva es aquella donde los fluidos de estimulación (surfactantes) no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca, en la estimulación matricial reactiva los fluidos (ácidos) reaccionan disolviendo los materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca.

Un fracturamiento es el proceso mediante el cual se genera el rompimiento de una formación hidráulicamente al inyectar a alta presión y alto gasto un fluido fracturante, el cual acarrea un agente sustentante que permite mantener abierta la fractura creada ⁴¹.

III.4.1 ESTIMULACION

La estimulación matricial en pozos horizontales obedece a los mismos criterios utilizados para pozos verticales.

Mientras que los pozos candidatos a estimulación por fracturamiento hidráulico deben ser ademados y cementados para aislar adecuadamente las zonas a tratar, los pozos que serán estimulados matricialmente pueden estar terminados en agujeros descubiertos, liners ranurados o preperforados o también pueden ser ademados y cementados.

La terminación con TR cementada y disparada facilita la penetración del fluido estimulante en la zona de interés, mientras que las otras opciones de terminación no permiten una cobertura uniforme a lo largo del agujero, de tal manera que la remoción del daño a la formación productora no es completa. ⁴²

El uso de una unidad de tubería flexible (UTF) es un método recomendable para estimular matricialmente pozos horizontales ya que proporciona el aislamiento mecánico necesario (empacadores a través de TF) y una cobertura uniforme a lo largo de la sección horizontal. Para yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la inyección del fluido estimulante sin UTF puede resultar en una inadecuada cobertura o en una estimulación muy deficiente. ⁴³

Las fracturas naturales de un yacimiento son canales potenciales para obtener incrementos en la producción de aceite o gas; sin embargo, durante la etapa de perforación estas fracturas son canales que incrementan y profundizan el daño a la formación. Para remover este daño se requieren volúmenes grandes de cobertura, en ocasiones mayores de 100 gal/pie de agujero perforado horizontalmente.⁴²

La TF es introducida hasta la parte final de la sección horizontal y se inicia a bombear el fluido de estimulación, a continuación la TF se extrae gradualmente a una cierta velocidad, la cual estará en función del gasto de inyección del fluido y del volumen de cobertura deseado.

La Fig. 3.12 hace una comparación entre el comportamiento de pozos estimulados vertical vs. horizontal en función de los incrementos de producción obtenidos al eliminar parcial o totalmente el daño (efecto skin) a la formación.⁴³

En la gráfica el pozo vertical atraviesa un yacimiento de 50 pies de espesor y los pozos horizontales tienen longitudes de 500 y 1,000 pies de sección horizontal, para rangos de permeabilidades de 0.1, 0.5, 1.0 y 10.0 md, considerando valores estandar de K_v de una décima parte de K_h . Obtenemos que para un pozo horizontal con una permeabilidad de 10 md, el gasto máximo es de 8,000 bl/día, considerando que todo el daño ha sido removido completamente después de la estimulación matricial ($S=0$). Si después del tratamiento el daño es reducido a un valor de $S=5$ la producción obtenida será de 4,000 bl/día aproximadamente.

Una estimación del grado de daño removido puede observarse en la Figura 3.13, la cual es una gráfica del efecto skin contra el tiempo de inyección. En esta gráfica, la curva continua representa la remoción del daño cuando la TF es utilizada y la curva discontinua representa el mismo comportamiento cuando la TF no es utilizada. El resultado importante es que la inyección de 50 gal/pie de formación con TF proporciona una cobertura más eficiente que la inyección de 100 gal/pie sin la UTF.⁴³

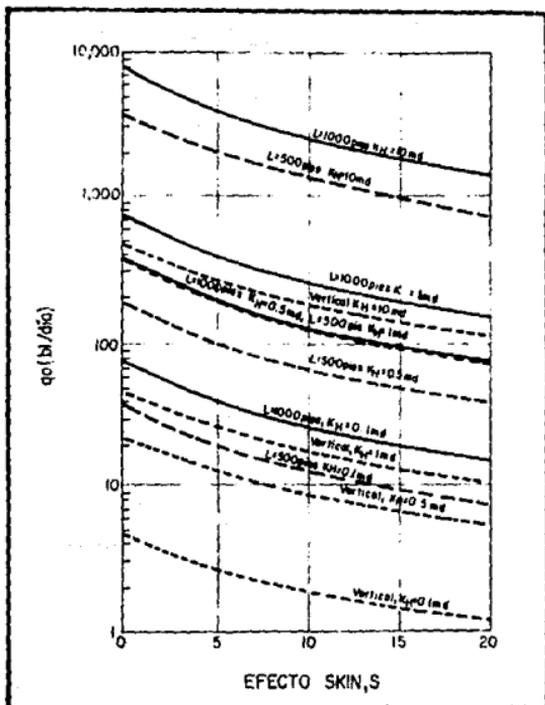


FIG.3.12.-GASTOS PARA POZOS VERTICAL Y HORIZONTALES DE LONGITUDES VARIABLES DENTRO DE YACIMIENTOS CON PERMEABILIDADES DIFERENTES 46

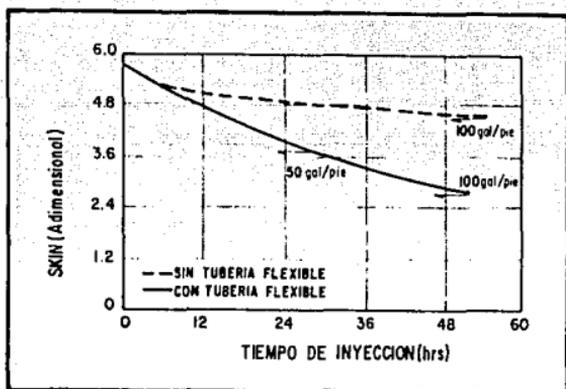


FIG.3.13.- ESTIMACION DEL DAÑO REMOVIDO EN FUNCION DEL TIEMPO DE INYECCION, CON Y SIN UTILIZAR TUBERIA FLEXIBLE. ⁴⁶

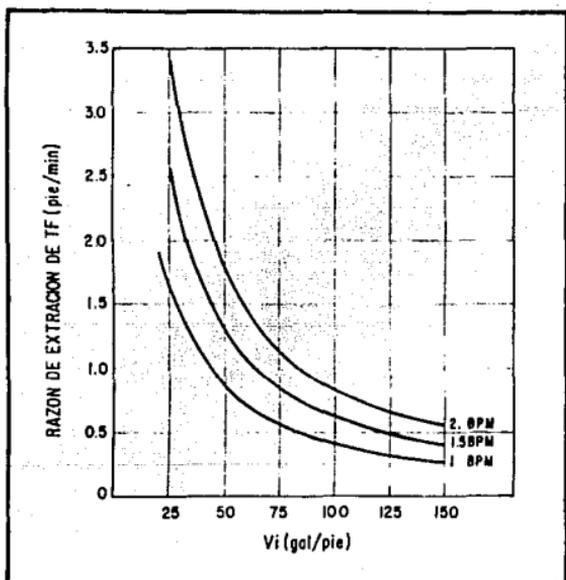


FIG.3.14.- RAZON DE EXTRACCION DE LA TUBERIA FLEXIBLE A DIFERENTES GASTOS DE INYECCION CON UNA DETERMINADA COBERTURA VOLUMETRICA. ⁴⁶

Las unidades de tubería flexible normalmente disponibles tienen diámetros de 1, 1.25 y 1.5 pg pudiendo entregar gastos máximos de inyección aproximadamente de $0.11 \text{ m}^3/\text{min}$ (0.7 BPM), $0.21 \text{ m}^3/\text{min}$ (1.3 BPM) y $0.33 \text{ m}^3/\text{min}$ (2.1 BPM) respectivamente.

Los gastos manejados durante la inyección matricial son bajos, típicamente menores de $0.318 \text{ m}^3/\text{min}$ (2 BPM). Las caídas de presión por fricción son altas debido a los diámetros pequeños de la TF, los reductores de fricción comercialmente disponibles proporcionan una reducción en las caídas de presión mayor del 70%, en concentraciones tan bajas como 1 gal/1000 gal de ácido.⁴³

Para tratamientos a pozos verticales los volúmenes de ácido tradicionalmente utilizados son de 0.62 a $1.86 \text{ m}^3/\text{m}$ de formación (50 a 150 gal/pie de formación), volúmenes similares pueden ser utilizados para tratamientos a pozos horizontales, estos volúmenes pueden llegar a ser tan grandes como 1149 m^3 (300,000 gal) para 610 m (2,000 pies) de sección horizontal, sin embargo la selección de volúmenes pequeños inyectados apropiadamente pueden dar como resultado estimulaciones exitosas. La Fig.3.14 compara la velocidad de extracción de la TF para lograr una determinada cobertura volumétrica en gal/pie de agujero horizontal bajo un determinado gasto de inyección.⁴³

Los tratamientos a pozos verticales requieren menos de 2 hrs de inyección, por comparación los pozos horizontales utilizan tiempos de inyección de hasta 10 veces más, estos tiempos de bombeo y los volúmenes involucrados indican que el ácido debe ser tratado con cantidades adecuadas de inhibidor de corrosión, especialmente en yacimientos con temperaturas cercanas a los 93°C (200°F) y tiempos de inyección mayores de 20 hrs. Una proporción de 2 gal/1000 gal de inhibidor de corrosión protege suficientemente durante 36 hrs a una temperatura de 66°C (150°F).

El desarrollo de pruebas de compatibilidad entre los fluidos inyectados y los fluidos de la formación son importantes para evitar afectar drásticamente la permeabilidad de la formación productora.

Es posible bombear un fluido inerte en el espacio anular entre la tubería flexible y el pozo para que exista una contrapresión suficiente en el pozo, o agua con un 2% de KCl, conteniendo 1 gal/1000 gal de reductor de fricción, con las mismas proporciones de un agente antiemulsionante y de un surfactante no-iónico para reducir la tensión interfacial.

El ácido remanente del tratamiento es desalojado y la TF lavada con ± 50 bls de agua, finalmente la TF baja lavando hasta el fin de la sección horizontal del pozo y es retirada.

Los fracasos en operaciones de estimulación matricial se deben principalmente a los problemas de estabilidad en agujeros perforados en formaciones mal consolidadas.⁴²

Los pozos horizontales pueden ser estimulados más eficientemente utilizando una UTF, y pueden ser excelentes productores o inyectores aún cuando el daño solo sea removido parcialmente de la formación.

Pozos en yacimientos que normalmente son candidatos a costosos tratamientos de fracturamiento hidráulico pueden beneficiarse ejecutando un apropiado tratamiento de estimulación matricial.

III. 4.2 FRACTURAMIENTO

Para determinar si el fracturamiento a un pozo horizontal es apropiado es necesaria una revisión de las condiciones del yacimiento, en todos los casos el pozo horizontal es orientado de tal manera que intersecte las fracturas existentes en el yacimiento.

Los diseños de fracturamiento y los fluidos seleccionados, que han resultado un éxito en los pozos perforados verticalmente dentro de la zona productora serán las mejores opciones para estimular un pozo horizontal.

Adicionalmente la experiencia de campo indica que la mayoría de las herramientas y técnicas utilizadas en la estimulación de pozos verticales son fácilmente adaptables a la estimulación de pozos horizontales.

*Los mejores candidatos para un fracturamiento son:*⁴⁴

YACIMIENTOS CON FLUJO VERTICAL RESTRINGIDO

Si la permeabilidad vertical de la formación es muy reducida o no existe, el pozo horizontal deberá ser fracturado para que su explotación resulte económica, a la misma conclusión se llega para el caso de un pozo horizontal perforado en una formación estratificada con intercalaciones de lutitas que evitan la comunicación entre las diversas capas del yacimiento.

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Cuando la formación productora debe su permeabilidad a fracturas naturales es preferible perforar el pozo horizontal perpendicularmente a la dirección de las fracturas. Sin embargo en muchos casos, las fracturas naturales no tienen continuidad o no tienen un patrón uniformizado, si este es el caso y si la orientación de las fracturas inducidas hidráulicamente difiere de la orientación general de las fracturas naturales, esta formación es un buen candidato para fracturamiento.

YACIMIENTOS CON BAJA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Los pozos horizontales que se perforan basándose en datos de porosidad y permeabilidad, en campos donde los pozos que fueron perforados verticalmente requirieron de estimulaciones masivas (algo más que una simple remoción del daño en la vecindad del pozo) serán buenos candidatos para el fracturamiento hidráulico.

Si el yacimiento está formado por carbonatos, normalmente un fracturamiento ácido es considerado, el yacimiento carbonatado se considera con una dureza lo suficientemente alta para mantener la integridad del agujero, exceptuando las Cretas suaves. Por otro lado si el yacimiento está formado por areniscas, un fracturamiento hidráulico con sustentante es la mejor elección para estimular la zona productora.⁴⁴

Las fracturas en un yacimiento normalmente son perpendiculares al rumbo del esfuerzo principal mínimo y orientadas vertical o pseudovertical según los esfuerzos principales existentes en el subsuelo. Para decidir en que dirección se perforará el pozo horizontal, debe ser determinada la dirección del esfuerzo principal mínimo. Si se perfora el pozo horizontal con el mismo rumbo del esfuerzo principal mínimo aseguraremos que se atravesarán al menos una o varias fracturas garantizando el éxito de la inversión en el pozo horizontal.

Si la historia del campo no revela claramente la orientación del esfuerzo mínimo es posible recurrir a los procedimientos siguientes:

1. MICROFRAC

2. RELAJACION DE ESFUERZOS

III.4.2.1 Microfrac

Este procedimiento se basa en determinar la dirección de propagación de una fractura creada al inyectar un fluido a una presión mayor que la presión de fractura de la formación.

El procedimiento de microfractura consiste en la creación de una pequeña (micro) fractura en el agujero horizontal o vertical a una profundidad seleccionada, bombeando uno o dos barriles de fluido, para posteriormente orientar y recuperar una muestra de la formación del fondo del pozo y determinar la dirección de la fractura la cual será perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo. La misma muestra puede ser utilizada para la prueba de relajación de esfuerzos, cortando un pequeño núcleo de las porciones no fracturadas de la muestra recuperada. La Fig.3.15 ilustra el desarrollo de un microfrac en agujero descubierto.^{31,44}

Para determinar completamente el perfil de esfuerzos dentro de la formación objetivo y de las formaciones adyacentes varios microfrac pueden ser realizados. El pozo se perfora primero verticalmente atravesando toda la formación productora y se hacen varios microfrac a diferentes profundidades, de esta manera se

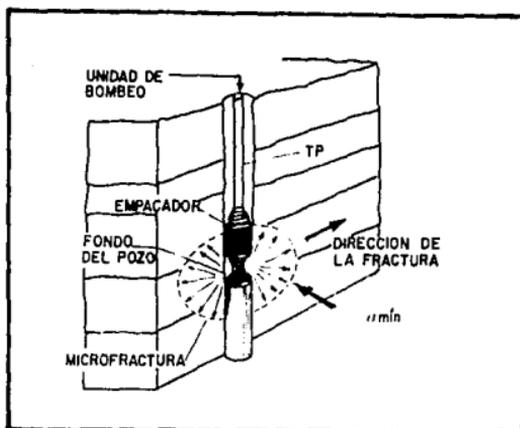


FIG.3.15...DESARROLLO DE UN MICROFRAC EN AGUJERO ABIERTO.³¹

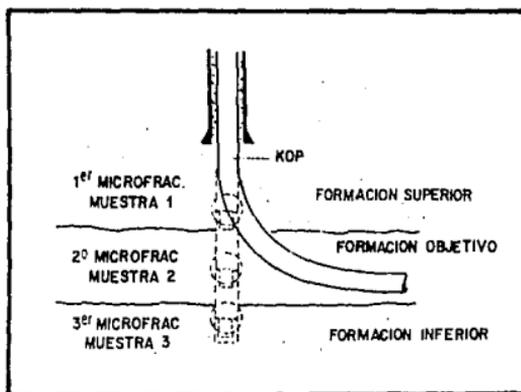


FIG.3.16...DETERMINACION DEL PERFIL DE ESFUERZOS DENTRO DE LA FORMACION OBJETIVO.⁴⁸

obtendrá una mejor precisión para orientar el pozo dentro de la formación objetivo. Posteriormente el pozo es taponado y desviado en la dirección determinada (Fig.3.16).^{31,45}

Debido a que la técnica del Microfrac en agujero abierto es una medición directa de la orientación del esfuerzo, es la técnica más recomendada. El método consiste en aislar un intervalo del pozo y realizar el microfrac. Se recomienda aislar de 1.5-6 m (5-20 pies) ya que una longitud mayor requiere altos gastos de inyección y una longitud menor proporciona resultados erróneos, los gastos de inyección usualmente son muy bajos de 0.02-0.45 bl/min (1-20 gal/min) y con tiempos de 5 a 10 min.³¹

Ventajas:

1. La orientación de la fractura puede ser determinada recuperando una muestra de roca del fondo del pozo o inspeccionando con trazadores.
2. Las presiones de fractura no son influenciadas por la TR, cemento y orientación de los disparos.

Desventajas:

1. El agujero necesita ser de forma circular para permitir el sollo de los empacadores para agujero descubierto.
2. Las formaciones naturalmente fracturadas no son fáciles de probar.
3. Los tratamientos normalmente resultan costosos.

La selección del fluido fracturante esta influenciado por la permeabilidad de la formación, para una formación con baja permeabilidad se utiliza un gel con baja viscosidad, si la permeabilidad de la formación es intermedia (rangos de md) se utiliza un gel de viscosidad media y para una formación con alta permeabilidad, un gel de alta viscosidad deberá ser utilizado.^{31,45}

III.4.2.2 Relajación de Esfuerzos

Este procedimiento se basa en la deformación que sufrirá una muestra de roca que estuvo sujeta a los esfuerzos principales existentes en el yacimiento al ser llevada a la superficie. La relajación de esfuerzos (Strain Relaxation o SR) es una técnica para determinar las direcciones de los esfuerzos principales en el yacimiento. Para su aplicación la muestra de roca se supone:⁴⁴

- 1) Homogénea.
- 2) Lineal.
- 3) Visco-elástica.
- 4) Isotrópica.
- 5) Libre de fracturas.

Se asume que la roca se relajará (deformará elásticamente) en proporción a los esfuerzos in-situ preexistentes en el yacimiento. En teoría se asume que la máxima deformación de la roca ocurrirá en la dirección donde actuaba el esfuerzo principal máximo, la magnitud de la relajación (μpg) exhibida por la muestra de roca dependerá de la liberación de los esfuerzos y el tiempo de relajación dependerá de las propiedades de la roca y el tamaño de la muestra (Fig.3.17).⁵¹

La deformación que sufre el núcleo después de ser removido del pozo es el resultado de los desplazamientos causados por los siguientes efectos:

1. Liberación de los esfuerzos principales, los cuales consisten de esfuerzos de sobrecarga y esfuerzos horizontales in-situ.
2. Cambio de temperatura del núcleo.
3. Liberación de la presión de poro.

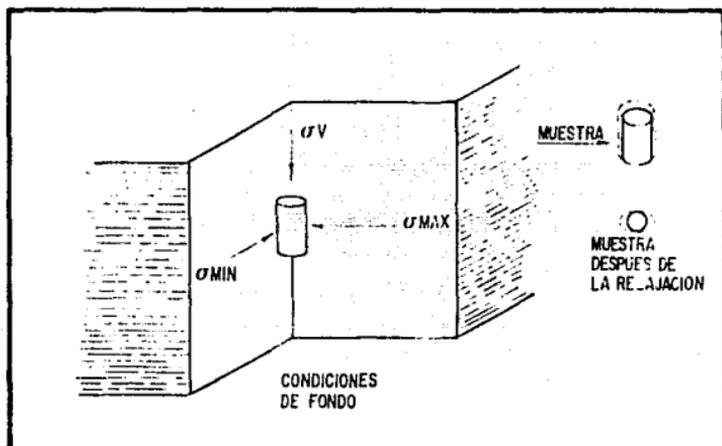


FIG. 3.17. _ RELAJACION DE ESFUERZOS.³¹

De esta manera para un núcleo con propiedades ideales, tomado de un pozo vertical, el desplazamiento diametral para un periodo de tiempo específico puede ser expresado por la siguiente ecuación:^{31,44}

$$D = D_{st} - (D_p + D_w - D_t)$$

donde:

D = Desplazamiento total diametral del núcleo.

D_{st} = Desplazamiento diametral debido a la liberación de los esfuerzos horizontales.

D_p = Desplazamiento diametral debido a la liberación de la presión de poro.

D_w = Desplazamiento diametral debido a la presión de sobrecarga.

D_t = Desplazamiento diametral debido a los cambios de temperatura.

La relajación del núcleo es medido inmediatamente después de que es retirado del pozo. El monitoreo con un transductor calibrador confiable y sensitivo es necesario para medir los desplazamientos en un rango de 100-1000 μ g, los desplazamientos y la temperatura del núcleo son registrados en intervalos regulares de 10 a 30 min, el monitoreo de la relajación del núcleo puede prolongarse hasta por un periodo de 60 hrs.³¹

Existen dos sistemas SR, el más sencillo es utilizado para analizar núcleos recuperados en pozos verticales, monitoreando únicamente tres mediciones diametrales y el segundo más sofisticado es para pruebas a núcleos recuperados de pozos direccionales y horizontales monitoreando seis mediciones diametrales a diferentes ángulos con respecto al eje del núcleo. Finalmente la información es procesada y corregida por efectos de temperatura y azimut con la ayuda de un programa de computo.³¹

III.4.2.3 DIRECCION DE LA FRACTURA RESPECTO AL POZO

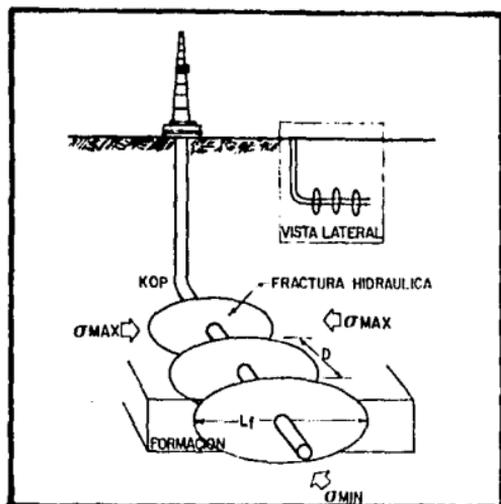
Los siguientes datos son necesarios para planear un fracturamiento:

1. Las propiedades mecánicas de la formación objetivo.
2. La orientación y magnitud del esfuerzo principal mínimo.
3. La variación de los esfuerzos arriba y abajo de la formación objetivo.
4. Las características de las formaciones adyacentes.

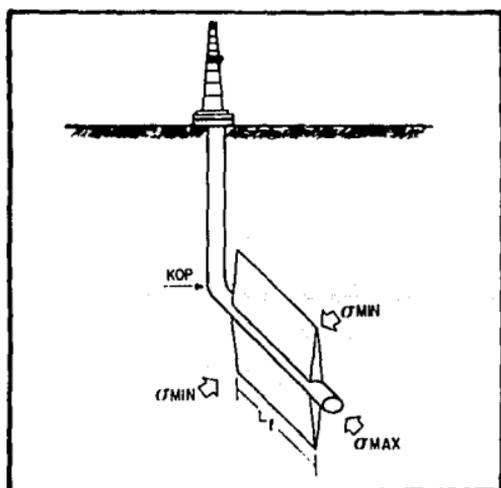
Una fractura inducida se desarrollara en dirección perpendicular a la dirección del esfuerzo principal mínimo y si el pozo horizontal es perforado en la dirección del esfuerzo mínimo, varias fracturas verticales pueden ser hechas a lo largo del eje del pozo horizontal. El flujo del fluido tiene un comportamiento lineal de la formación a la fractura y radial de la fractura al pozo.

Si el pozo horizontal es perforado perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo, solo una gran fractura podra ser creada paralela al eje del pozo y el flujo del fluido es bilineal, esto es: lineal de la formación a la fractura y también lineal de la fractura al pozo. Las Figs. 3.18a y b muestran la dirección de las fracturas generadas contra la dirección del pozo horizontal en función del esfuerzo principal mínimo.⁴⁵

Cuando el comportamiento del pozo horizontal no es ninguna de estas dos direcciones, varios escenarios pueden tomar lugar dependiendo del ángulo entre la dirección del pozo y la dirección del esfuerzo principal mínimo y de la distribución y densidad de los disparos.



A) PERFORADO PARALELO A LA DIRECCION DEL ESFUERZO MINIMO.



B) PERFORADO PERPENDICULAR A LA DIRECCION DEL ESFUERZO MINIMO.

FIG.3.18. _ PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES EN FUNCION DEL ESFUERZO HORIZONTAL MINIMO. 48

III.4.2.4 NUMERO OPTIMO DE FRACTURAS

Cuando se tiene la opción de crear varias fracturas verticales es conveniente determinar el número óptimo de fracturas que son necesarias para explotar eficientemente el yacimiento.

Las siguientes suposiciones son hechas:^{31,45}

1. Las fracturas son idénticas en dimensiones (longitud, altura, ancho y conductividad).
2. Las fracturas son verticales y perpendiculares al eje del pozo.
3. La conductividad de la fractura es lo suficientemente alta para ser considerada infinita.
4. La sección horizontal esta entubada, cementada y perforada, esto es que las secciones donde las fracturas son creadas el fluido de la formación no puede fluir directamente del pozo a la formación.

En la Fig.3.19 el gasto total (bl/día) es graficado contra el número de fracturas a varios tiempos de producción (meses), se muestra que el gasto total inicial se incrementa repentinamente cuando el número de fracturas se incrementa, alcanzando un valor máximo y posteriormente empieza a declinar.

El número de fracturas al cual el gasto máximo ocurre declina con el tiempo, siendo cinco fracturas después de un mes y se reduce a sólo dos fracturas después de 24 meses. La declinación en el gasto total es debida al depresionamiento progresivo del yacimiento.⁴⁵

Las Figs. 3.20 y 3.21 muestran la producción acumulativa contra el tiempo y número de fracturas respectivamente, puede identificarse que cinco fracturas son el número óptimo de fracturas necesarias para hacer producir eficientemente el yacimiento. Este número varia si se incluyen consideraciones económicas y costos del fracturamiento.

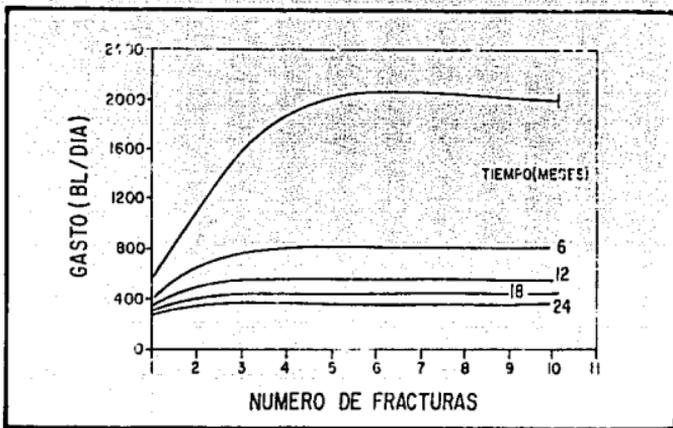


FIG. 3.19. GASTO CONTRA EL NUMERO DE FRACTURAS.⁴⁵

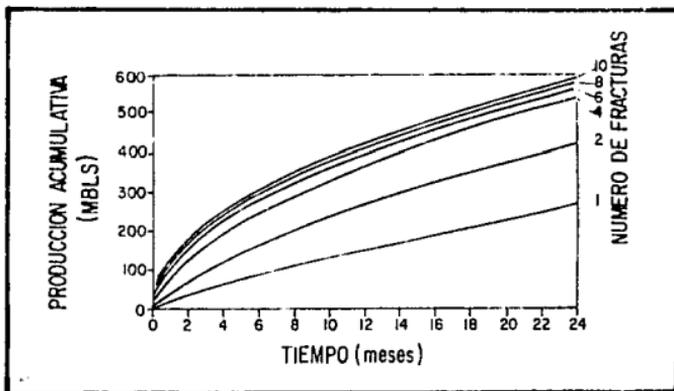


FIG. 3.20. PRODUCCION ACUMULATIVA CONTRA EL TIEMPO.⁴⁵

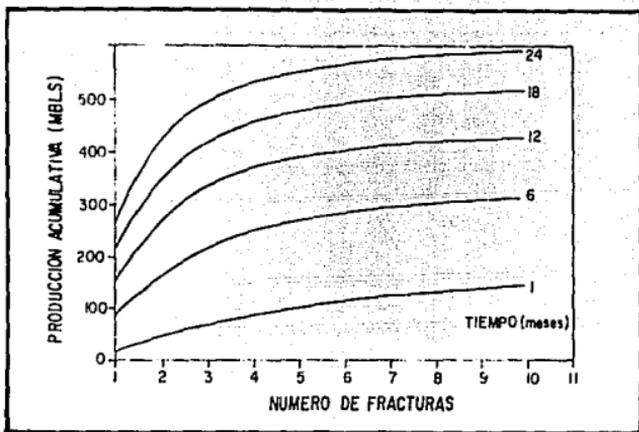


FIG 3.21.-PRODUCCION ACUMULATIVA CONTRA EL NUMERO DE FRACTURAS.⁴⁵

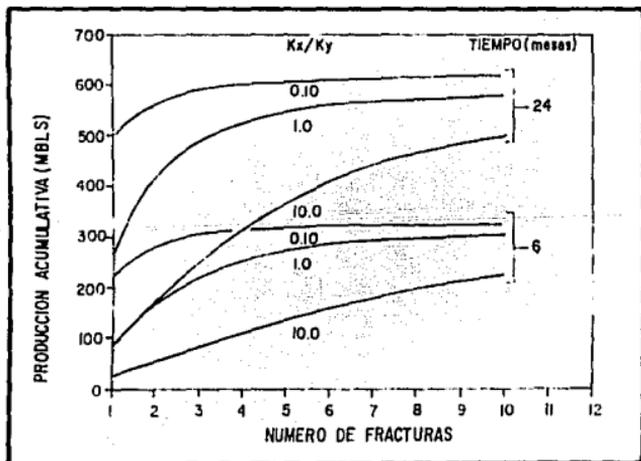


FIG 3.22 _PRODUCCION ACUMULATIVA CONTRA EL NUMERO DE FRACTURAS.⁴⁵

Las heterogeneidades del yacimiento, el tipo de formación y la permeabilidad direccional también afectan el número óptimo de fracturas. La Fig.3.22 muestra la producción acumulativa contra el número de fracturas a 6 y a 24 meses en función de la permeabilidad direccional.⁴⁵

Las dos permeabilidades son K_x paralela al plano de fractura (perpendicular al eje del pozo horizontal) y K_y perpendicular a K_x .

Cuando el yacimiento es isotrópico ($K_x=K_y$), las curvas para $k_x=k_y$, k_x/k_y de 1.0 son exactamente las mismas de la Fig.3.21 y muestran un número de 5 fracturas como las óptimas.

Cuando $K_x < K_y$ un número menor de fracturas son necesarias para hacer producir el yacimiento, por ejemplo cuando $k_x/k_y=0.10$, resultan un número óptimo de tres fracturas.

Cuando $K_x > K_y$ el número óptimo de fracturas se incrementa, por ejemplo cuando $K_x/K_y=10$, resulta un número óptimo de 10 fracturas.

La presencia y dirección de las fracturas naturales, la orientación del pozo horizontal y las fracturas inducidas con respecto a las fracturas naturales pueden ser planeadas de tal manera que maximicen la producción del yacimiento.

CAPITULO IV

PRODUCCION DE POZOS HORIZONTALES

IV.1 INTRODUCCION.

Un pozo, para que resulte rentable, debe de tener una productividad, que supere los costos que se hacen para mantenerlo en condiciones óptimas de explotación. La única manera que ha existido para poder mejorar la productividad de los pozos es el uso de técnicas de Estimulación por Fracturamiento. Sin embargo ahora se cuenta en el mercado con la perforación horizontal, la cual es una técnica ya reconocida y aplicada en varios lugares del mundo que permite tener pozos más productivos que los convencionales, particularmente cuando la productividad de estos es baja. El incremento en la productividad que se logra con un pozo horizontal se debe al cambio en el patrón de flujo y a que un pozo horizontal tiene mayor área de contacto con el yacimiento.

El flujo de fluidos hacia el pozo horizontal, presenta dos geometrías. El primer patrón de flujo es radial alrededor del pozo, en un plano vertical y perpendicular a este. El otro patrón de flujo es pseudoradial en un plano horizontal. Estos patrones de flujo se pueden apreciar en la Figura 4.1.

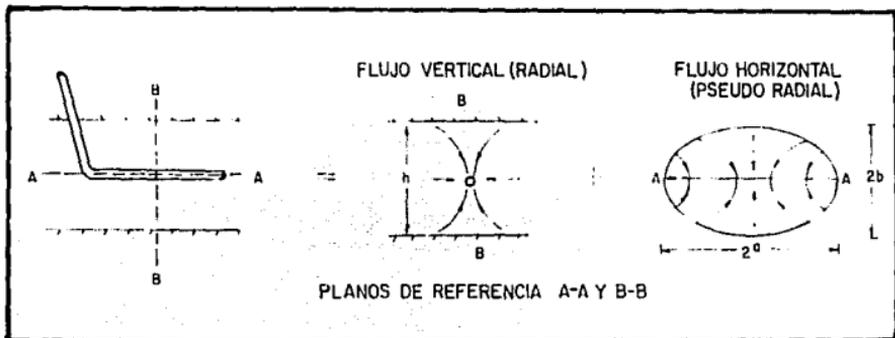


FIG.4.1.- PATRONES DE FLUJO HACIA UN POZO HORIZONTAL. 5

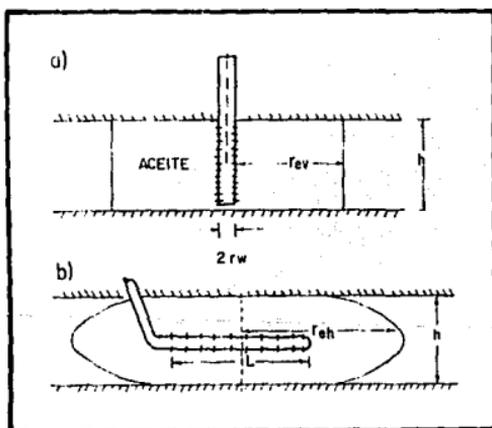


FIG.4.2.- VOLUMENES DE DRENE DE UN POZO VERTICAL Y DE UN POZO HORIZONTAL. 5

La productividad de un pozo convencional depende directamente de la transmisibilidad $K \cdot h$ (permeabilidad por espesor de yacimiento). A mayor permeabilidad, mayor la productividad. Lo mismo sucede para el espesor del yacimiento. La productividad de un pozo horizontal es directamente proporcional al producto $K \cdot L$ (permeabilidad por longitud del pozo horizontal). La gran ventaja que presentan los pozos horizontales, es que el valor de la longitud de sección horizontal del pozo que está en contacto con el yacimiento, no está impuesto por la naturaleza, sino que se elige.

De los campos que se han desarrollado con pozos horizontales, se han perforado pozos que presentan índices de productividad tan altos como 600 (bl/día/lb/pg²), en un área donde los pozos verticales presentan índices de productividad del orden de 1 (bl/día/lb/pg²).⁴⁶

Por otro lado, en los pozos convencionales productores de gas, la velocidad que alcanza el gas cerca de las paredes del pozo es tan alta que se tienen condiciones de turbulencia, lo cual ocasiona una caída adicional de presión, que es proporcional al gasto. En ocasiones puede representar el 30% de la caída de presión total⁴⁷. Para los pozos horizontales, las velocidades de flujo son mucho menores y el efecto de turbulencia puede incluso llegar a desaparecer. Por lo tanto, el incremento en la productividad de los pozos horizontales en yacimientos que producen gas es todavía mejor.

En general, el incremento en la productividad deberá de balancearse contra el costo que representa la perforación del pozo horizontal, que es de 1.4 a 2 veces mayor de lo que cuesta perforarlo con técnica convencional⁵. Para esto, es necesario hacer un análisis económico. Cuando se adquiere la experiencia, se reduce el costo adicional que implica la perforación horizontal y se reduce también el incremento de productividad necesario para que el proyecto resulte rentable.

IV.2 CONCEPTOS BASICOS

IV.2.1 LEY DE DARCY.

En 1856, Henry Darcy formuló la ley que lleva su nombre⁴⁸, y establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso, es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Es decir que :

$$v = - \frac{K}{\mu} \frac{dP}{ds} \dots\dots\dots(4.1)$$

Donde v es la velocidad en centímetros por segundo, y equivale a q/A donde q es el gasto volumétrico y A es el área de la sección transversal de la roca en centímetros cuadrados. La viscosidad del fluido μ , esta expresada en centipoises y el gradiente de presión dP/dS en atmósferas por centímetro. La constante de proporcionalidad, K, es la permeabilidad de la roca, expresada en unidades de Darcy. Es más común utilizar el milidarcy en lugar del Darcy, ya que la mayoría de las rocas impregnadas de aceite, que son comercialmente explotables, tienen permeabilidades del orden de pocos milidarcys a varios cientos de milidarcys. En la ecuación (4.1) se considera que el flujo es lineal hacia el pozo.

IV.2.2 DAÑO A LA FORMACION

El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo ocasionando con ello la pérdida de productividad o inyectividad, parcial o totalmente. Este puede ocurrir durante las operaciones de Perforación, terminación, Estimulación, o Inyección de Agua.

El daño es el resultado del contacto de fluidos o materiales extraños con el yacimiento, o bien puede crearse durante la fase de producción. Los tipos de daño más comunes son debido al hinchamiento de arcillas, migración de finos, bloqueo por agua, formación de emulsiones, cambios de mojabilidad, invasión de fluidos viscosos y por precipitación secundaria.

Van Everdingen y Hurst introdujeron la idea del factor de daño. Ellos hicieron notar que para un gasto dado la P_{wf} (presión de fondo fluyendo) medida era menor a la que se obtenía haciendo cálculos, lo cual les hizo pensar en que había una caída adicional de presión, y la atribuyeron a una pequeña zona de permeabilidad alterada o reducida, denominándola zona invadida, zona dañada o zona de daño, y al abatimiento de presión asociado, le llamaron efecto del factor de daño. El factor de daño se calcula con la siguiente ecuación:

$$s = \frac{K h (\Delta P) s}{141.2 q \mu_o B_o} \quad (4.2)$$

En general, el factor de daño en los pozos puede variar de +5 a -5. Un factor de daño positivo, indica que el pozo está en condiciones de daño, un factor de daño $S = 0$ indica que no existe daño, y un factor de daño negativo significa que el pozo está estimulado. Los pozos horizontales se consideran como pozos convencionales con un valor alto y negativo en el factor de daño.

IV.2.3 RADIO EFECTIVO DEL POZO.

Es un concepto utilizado para representar a un pozo, que produce a un gasto diferente que el esperado de los cálculos basados en diámetro del agujero perforado. El radio efectivo del pozo es el radio del pozo que teóricamente se requiere para ajustar el gasto medido de producción con el gasto calculado. Por lo tanto, los pozos estimulados tendrán un radio efectivo mayor que el radio del pozo perforado, y los pozos dañados tendrán un radio efectivo del pozo menor que el radio del pozo perforado.

La ecuación en unidades prácticas de campo, para calcular el radio efectivo del pozo puede escribirse como ⁴ :

$$r_{ve} = \frac{r_w}{\text{EXP} \left\{ \frac{0.007079 K_o h \Delta P}{\mu_o B_o Q_o} \right\}} \quad (4.3)$$

Por ejemplo, un pozo de 4 1/2 pg. deberá producir, según los cálculos, 861 bl/día en un yacimiento con las siguientes características :

$K_o = 10 \text{ mD}$	$\mu_o = 0.5 \text{ cp.}$
$h = 40 \text{ pie}$	$r_e = 1000 \text{ pie}$
$P_{ws} = 2000 \text{ lb/pg}^2$	$B_o = 1.25 \text{ bl/bl}$
$P_{wf} = 500 \text{ lb/pg}^2$	

Sin embargo, si el pozo está dañado, este producirá a un gasto menor, por ejemplo 738 bl/día, lo que equivale a un radio efectivo menor:

$$r_{ve} = \frac{1000}{\text{EXP} \left\{ \frac{0.007079 (10)(40)(1500)}{(0.5)(1.25)(738)} \right\}} = 0.1 \text{ pie (1.2 pg)}$$

Por el contrario, si el pozo se encuentra estimulado, este producirá a un gasto mayor, por ejemplo 1737 bl/día, lo que equivale a un radio efectivo de :

$$r_{ve} = \frac{1000}{\text{EXP} \left\{ \frac{0.007079 (10)(40)(1500)}{(0.5)(1.25)(1737)} \right\}} = 20 \text{ pie (240 pg)}$$

IV.3 ANALISIS DE LA PRODUCCION.

Los pozos horizontales ofrecen varias ventajas sobre los pozos convencionales. Una de las grandes ventajas que ofrecen es que tienen una mayor productividad. Este incremento en la productividad es resultado de dos cosas: del cambio en el patrón de flujo de fluidos hacia el pozo y de la mayor área de contacto que hay entre el pozo y la formación productora.

Este mejoramiento en la productividad puede comprenderse mejor, al hacer un análisis sencillo de los modelos matemáticos que sirven para predecir el gasto que se puede obtener con un pozo horizontal.

Para hacer este análisis, se presentan 4 modelos, los cuales hacen la suposición de que el régimen de flujo es estacionario, además de que el agujero horizontal está terminado a lo largo de toda la sección que hace contacto con el yacimiento, independientemente del tipo de terminación que se tenga (agujero abierto, T.R. corta ranurada, o T.R. cementada y disparada). También, se supone que la formación que drena al pozo no está dañada en la vecindad de este.

IV. 3.1 DEDUCCION DE LA ECUACION PARA EL GASTO.

La fig. 4.2 muestra que un pozo horizontal de longitud L drena un elipsoide, mientras que un pozo convencional drena el volumen de un cilindro circular recto. Ambos pozos drenan un yacimiento de altura h , pero sus volúmenes de drenaje son diferentes. Para calcular la producción de un pozo, primero se necesita resolver la ecuación de difusión en forma tridimensional ($\nabla^2 P=0$) (también conocida como la ecuación de Laplace.), lo cual cae fuera del alcance de este trabajo.

Si se supone que hay una presión constante en el límite de drenaje y en el pozo, la solución será una distribución de presiones en el yacimiento. Una vez que se conoce la distribución de presión, los gastos de producción de aceite pueden calcularse mediante la ley de Darcy.

Para simplificar la solución matemática, el problema de 3 dimensiones se subdivide en 2 problemas de 2 dimensiones. La figura 4.1 muestra la subdivisión del problema del drenaje de un elipsoide: (1) el flujo de aceite en un pozo horizontal desde un plano horizontal y (2) el flujo de aceite al pozo horizontal desde el plano vertical.

Para obtener el flujo de aceite en el plano horizontal, se considera que el área de drenaje está delimitada por una elipse (fig.4.1), de eje mayor "2a" y eje menor "2b".

$$q_1 = \frac{2 \pi K_o \Delta P / (\mu B_o)}{\ln \frac{a + (a^2 - (L/2)^2)^{0.5}}{(L/2)}} \dots\dots\dots (4.4)$$

La ecuación (4.4) está en unidades de Darcy, y el gasto q_1 , es por unidad de longitud. La resistencia al flujo de un fluido, se puede comparar con el concepto análogo de resistencia eléctrica σ . Esta resistencia en el plano horizontal es .

$$R_{fh} = (\Delta P / q_1^*) = \frac{\mu B_o}{2 \pi K_o h} \ln \frac{a + (a^2 - (L/2)^2)^{0.5}}{(L/2)} \dots\dots\dots (4.5)$$

donde q_1^* es el gasto en el plano horizontal, totalizado para todo el intervalo h, es decir :

$$q_1^* = q_1 * h \dots\dots\dots (4.6)$$

La ecuación para calcular el gasto de aceite en el plano vertical q_2 , se deduce a partir de la ecuación de Darcy para flujo radial, considerando que el radio de drenaje equivale a h/2.

$$q_2 = \frac{2 \pi K_o \Delta P / \mu B_o}{\ln [h / (2r_v)]} \dots\dots\dots (4.7)$$

La resistencia al flujo para el plano vertical será :

$$R_{fv} = \frac{\Delta p}{q^*} = \frac{\mu B_o \text{Ln} [h / (2rv)]}{2 \pi K_o L} \dots\dots\dots (4.8)$$

donde :

$$q^* = q \cdot L \dots\dots\dots (4.9)$$

Sumando las resistencias horizontal y vertical de las ecuaciones (4.5) y (4.8) respectivamente :

$$R_{fh} + R_{fv} = \Delta P (1/q^* + 1/q^*) = \Delta P / Q_h \dots\dots\dots (4.10)$$

Despejando Q_h :

$$Q_h = \frac{2 \pi K_o h \Delta P / (\mu_o B_o)}{\text{Ln} \left[\frac{a + (a^2 - [L/2]^2)^{1/2}}{(L/2)} \right] + (h/L) \text{Ln} (h/2rv)} \dots\dots\dots (4.11)$$

donde:

$$a = (L/2) \{ 0.5 + [0.25 + (rv^2/(L/2))^4]^{0.5} \}^{0.5} \dots\dots\dots (4.12)$$

La ecuación (4.11) , propuesta por Joshi ⁵ es muy útil para predecir la producción de pozos horizontales, ya que se ajusta muy bien a los datos obtenidos en el laboratorio. Esta ecuación es para flujo a condiciones estandar de una sola fase, y está en unidades de Darcy. Sin embargo, es más común utilizar unidades prácticas de campo (bl/día para el gasto, milidarcy para la permeabilidad, lb/pg² para la caída de presión y pies para el espesor). Para convertir de unidades de Darcy a unidades prácticas de campo se tiene lo siguiente:

- Q_h (cm/seg) = Q_h' (bl/día) (158,987 cm³/bl) (1 día/86,400 seg)
- K_o (Darcy) = K_o' (milidarcy) (1 Darcy/1000 milidarcy)
- h (cm) = h' (pie) (30.48 cm/pie)
- ΔP (atm) = ΔP (lb/pg²) (1 atm/14.7 [lb/pg²])

$$Q_h = 1.8401 Q'_h \quad \text{-----} \quad (4.13)$$

$$K_o = 10^{-9} K'_o \quad \text{-----} \quad (4.14)$$

$$h = 30.48 h' \quad \text{-----} \quad (4.15)$$

$$\Delta P = \Delta P' / 14.7 \quad \text{-----} \quad (4.16)$$

Substituyendo (4.13), (4.14), (4.15) y (4.16) en (4.11) se tiene:

$$Q'_h = \frac{2\pi (30.48) K'_o h' \Delta P' / (\mu_o B_o)}{(14.7)(1000)(1.8401) \ln \left[\frac{a + (a^2 - [L/2]^2)^{1/2}}{(L/2)} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{h}{2rw} \right]}$$

$$Q'_h = 0.007079 \frac{K'_o h' \Delta P' / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + (a^2 - [L/2]^2)^{1/2}}{(L/2)} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{h}{2rw} \right]} \quad (4.17)$$

Por otro lado, la expresion conocida para el gasto en régimen de flujo estacionario para un pozo vertical, en unidades de campo es:

$$Q_v = \frac{0.007079 K_o h \Delta P}{\mu_o B_o \ln (r_e / r_w)} \quad \text{-----} \quad (4.18)$$

Dividiendo la ecuación (4.17) entre la (4.18) se obtiene el incremento de productividad de un pozo horizontal con respecto a uno vertical, en cualquier sistema de unidades.

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\ln (r_e / r_w)}{\ln \frac{a + (a^2 - (L/2)^2)^{0.5}}{L/2} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2 r_w}} \quad (4.19)$$

También Existen otras soluciones para predecir el gasto en régimen de flujo estacionario para un pozo horizontal. Entre estas destacan las soluciones que han propuesto Borisov, Giger et Al., y Merkulov.

1) BORISOV ⁴.

$$Q_h = \frac{0.007079 K_o h (\Delta P) / \mu_o B_o}{\text{Ln} [(4 r_w/L)] + (h/L) \text{Ln} [h/(2 \pi r_w)]} \quad (4.20)$$

2) GIGER ⁴.

$$Q_h = \frac{0.007079 K_o L (\Delta P) / \mu_o B_o}{(L/h) \text{Ln} \left[\frac{1 + (1 - (L/2re^2))^{0.5}}{L / (2 re)} \right] + \text{Ln} (h/2 \pi r_w)} \quad (4.21)$$

3) HERKULOV ⁴⁰.

$$Q_h = \frac{0.007079 K_o h (\Delta P) / \mu_o B_o}{\text{Ln} \left[\frac{2 re}{L} + \left(\frac{2 re}{L} + 1 \right)^{0.5} \right] + \frac{h}{L} \text{Ln} \left(\frac{h}{2 \pi r_w} \right)} \quad (4.22)$$

IV. 3.2 FACTORES QUE AFECTAN A LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES.

INFLUENCIA DE LA ANISOTROPIA

La ecuación de Joshi (4.17) ya en unidades prácticas de campo, considera que el medio poroso es isótropo, lo cual es un caso completamente ideal. En general, los yacimientos no son totalmente homogéneos e isótropos. La anisotropía del medio poroso se produce durante los procesos geológicos de sedimentación y fracturamiento de las rocas. Cabe mencionar que en 1949, Muskat ⁵⁰ hizo notar que era prácticamente imposible determinar las variaciones laterales de la permeabilidad. Uno de los aspectos importantes de los pozos horizontales es que

permiten determinar la ocurrencia y distribución de las heterogeneidades en el sentido horizontal.

En muchos yacimientos, la permeabilidad vertical es menor que la permeabilidad en el sentido horizontal, y por lo general, la relación de permeabilidades horizontal a vertical varía de uno a diez ⁴². En otros casos, la presencia de fracturas naturales ocasiona que la permeabilidad vertical sea mayor que la horizontal, teniéndose relaciones K_v/K_h menores a uno.

En yacimientos con anisotropía areal, es posible que exista una permeabilidad vertical mayor que la permeabilidad horizontal efectiva, aun sin la presencia de fracturas. Por ejemplo, un yacimiento en el que la permeabilidad en la dirección x (K_x) es mayor que la permeabilidad en la dirección y (K_y), la permeabilidad horizontal efectiva $(K_x/K_y)^{1/2}$ es menor que la permeabilidad en la dirección de x (K_x), y en algunos casos puede llegar a ser menor que la permeabilidad vertical.

Muskat demostró que el problema de flujo en una sola fase en yacimientos anisótropos se puede reducir a un yacimiento isótropo que sea equivalente. Para esto se modifica el eje vertical (espesor del yacimiento) por $z' = h(K_h/K_v)^{1/2}$, utilizando una permeabilidad geométrica promedio ^{42, 5} o efectiva ($K_h * K_v$). Al hacer estas transformaciones a la ecuación 4.17 se tiene:

$$Q_h = \frac{0.007079 K_o h \Delta P / (\mu_o B_o)}{\text{Ln} \left[\frac{a + (a^2 - [L/2]^2)^{1/2}}{(L/2)} \right] + \left[\frac{\beta h}{L} \right] \text{Ln} \left[\frac{\beta h}{2rw} \right]} \quad (4.23)$$

DONDE : $\beta = (K_h/K_v)^{0.5}$

Una deducción más rigurosa se muestra en el apéndice C. La fig. 4.3 muestra la influencia que tiene la anisotropía sobre el incremento de productividad que se obtiene con los pozos horizontales. La curva superior corresponde a un yacimiento isótropo, en el que la permeabilidad es la misma en todos sentidos. También se observa en esta figura que valores bajos de

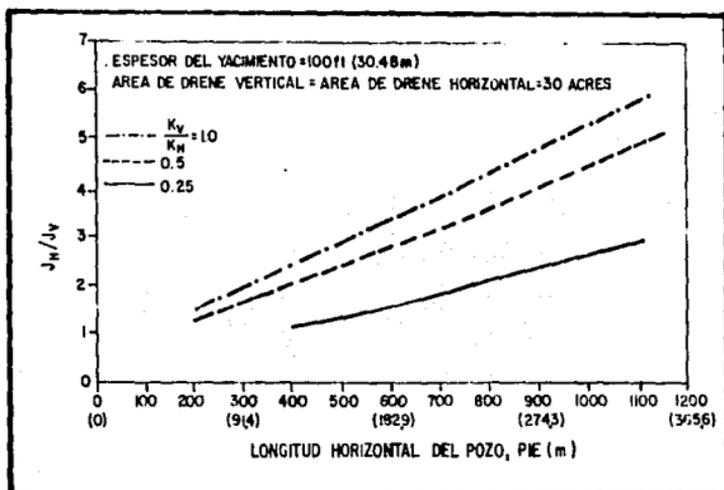


FIG.4.3.- INFLUENCIA DE LA ANISOTROPIA DEL YACIMIENTO SOBRE EL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD OBTENIDO CON UN POZO HORIZONTAL. 4

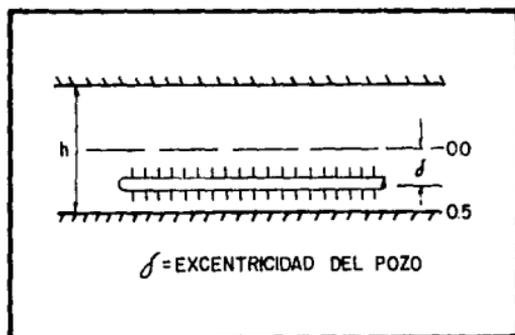


FIG.4.4.- EXCENTRICIDAD DE UN POZO HORIZONTAL. 4

permeabilidad vertical, reducen la productividad del pozo horizontal. Por ejemplo, si se tiene una intercalación de lutita, se tendrá una mayor resistencia al flujo vertical, y el pozo producirá a un gasto menor.

INFLUENCIA DE LA EXCENRICIDAD DEL AGUJERO

La ecuación (4.23) supone que el pozo horizontal está situado en el centro del yacimiento en un plano vertical, es decir a una distancia $h/2$ de los límites superior o inferior del yacimiento.

La fig. 4.4 muestra el esquema de un pozo horizontal exocéntrico en un plano vertical. En esta figura, δ representa la distancia vertical que hay entre el centro del pozo y la parte media del yacimiento. Para evaluar el gasto del pozo horizontal considerando la excentricidad de la posición del pozo en el yacimiento, se modifica la ecuación (4.23) de la siguiente manera:

$$Q_h = \frac{0.007079 \quad K \phi \quad h \quad \Delta P / (\mu \nu B_o)}{\ln \left[\frac{a + (a^2 - [L/2]^2)^{1/2}}{(L/2)} \right] + \left[\frac{\beta h}{L} \right] \ln \left[\frac{(\beta h)^2 + \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w / 2} \right]} \quad (4.24)$$

para $L > \beta h$, $\delta < h/2$ y $L < 1.8 r_{eh}$

El comportamiento de un pozo horizontal no se afecta de manera significativa si este se situa a $\pm h/4$ del centro del yacimiento ($2\delta/h < 0.5$). Este tendrá menos del 10% de desviación en la productividad. Esto indica que las desviaciones ocurridas durante la perforación del pozo no tendrán influencia en la productividad del pozo.

La fig. 4.5 muestra que si la longitud del pozo en su sección horizontal es suficientemente mayor que el espesor del yacimiento entonces el pozo puede situarse en cualquier parte del plano vertical sin que haya una pérdida de productividad que sea considerable.

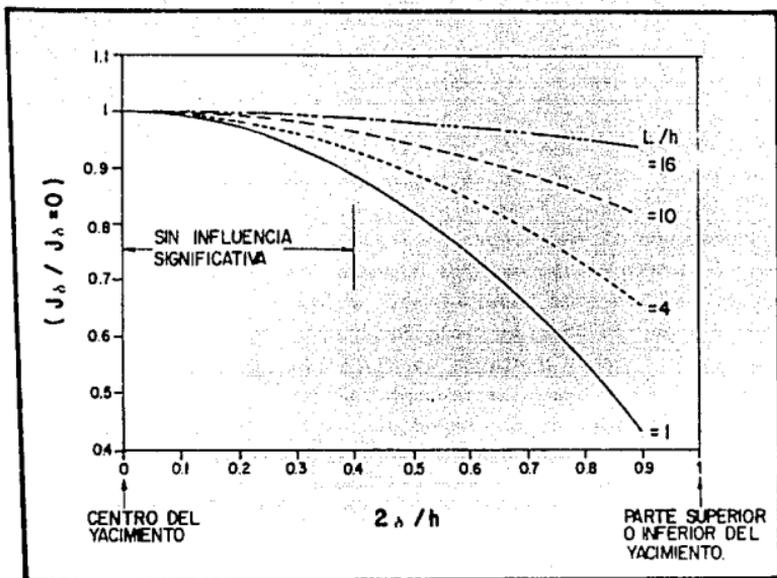


FIG.4.5._INFLUENCIA DE LA EXCENTRICIDAD DEL POZO SOBRE SU PRODUCTIVIDAD. 4

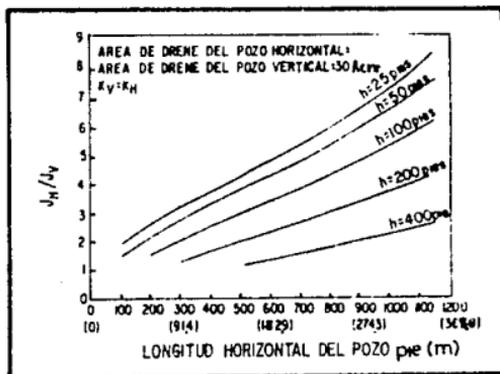


FIG.4.6._INFLUENCIA DEL ESPESOR DEL YACIMIENTO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD 5

INFLUENCIA DEL ESPESOR DEL YACIMIENTO.

Para una longitud del pozo dada, el incremento en la productividad de un pozo horizontal respecto a un pozo vertical sin estimular, es mayor en un yacimiento de menor espesor que en uno de mayor espesor. Esto se debe a que el incremento en el área de contacto con el yacimiento es mayor en un yacimiento delgado que en el de mayor espesor. Por ejemplo, si se perfora un pozo de 1000 pies de longitud horizontal, y se tienen dos posibles objetivos (uno de 50 pies y el otro de 500 pies de espesor), el incremento de área de contacto en el yacimiento de 50 pies de espesor es de 20 veces. Sin embargo, para el yacimiento con un espesor de 500 pies, dicho incremento es tan solo de 2 veces. ⁴

Si la longitud del pozo es muy grande en comparación con el espesor del yacimiento ($L/h \gg 1$), entonces la resistencia al flujo vertical ³ es pequeña comparada con la resistencia al flujo horizontal. Por lo tanto se puede desprestigiar la resistencia al flujo vertical, y el problema se reduce al flujo de aceite hacia una fractura vertical completamente penetrante y de conductividad infinita.

La fig. 4.6 muestra el efecto que tiene sobre la productividad el espesor del yacimiento. En esta figura se puede notar que un pozo de 1000 pies de longitud horizontal presenta un incremento de productividad con respecto a un pozo vertical sin estimular de 7.1 y 2.15 en yacimientos con espesores de 25 y 400 pies respectivamente.

La fig. 4.7 muestra una comparación de incrementos de productividad para 3 situaciones: $\beta=3$ (común); $\beta=1$ (isotropía completa) y $\beta=0.25$ (favorablemente vertical). La comparación está hecha para 3 espesores del yacimiento: 20 pies, 100 pies y 200 pies. Para esta ilustración, el área de drenaje es de 40 acres ($r_{eD}=745$ pies) y el radio del pozo es de 0.326 pies (7 7/8 pulgadas).

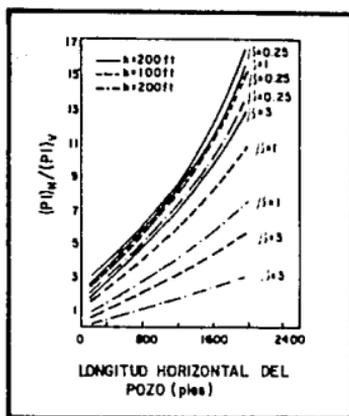


FIG.4.7. INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES PARA DIFERENTES ANISOTROPIAS Y ESPESORES DE YACIMIENTO. 42

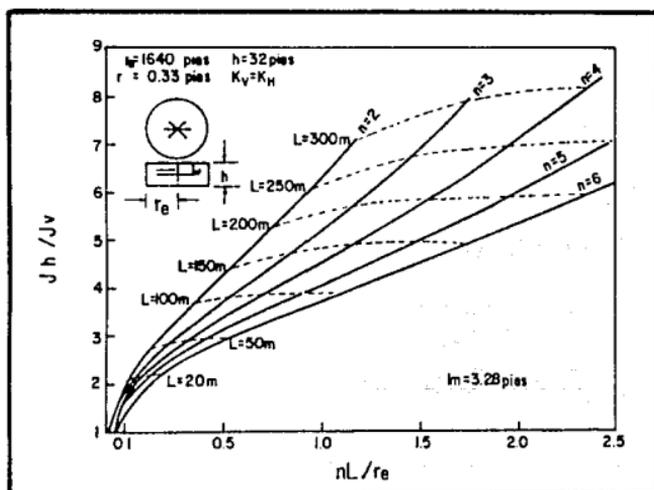


FIG.4.8. PRODUCTIVIDAD CON AGUJEROS MÚLTIPLES. 4

Esta figura indica que el valor de β es crucial. Si $\beta=3$ (valor típico) la relación de productividades será razonablemente pequeña. Si por el contrario, β es pequeña, que es el caso de formaciones con fracturas verticales naturales, entonces la relación de índices de productividad puede ser grande. En este último caso, la elección de un pozo horizontal será obvia.

También se puede observar en esta figura, que el espesor del yacimiento es importante. Los pozos horizontales son comparativamente más atractivos para formaciones delgadas (La relación de productividades decrece de la formación más delgada [20 pies] a la más gruesa [200 pies]).

Suponiendo un incremento de productividad igual a 2.0 como el mínimo requerimiento, puede observarse que un pozo horizontal de 1400 pies en un yacimiento de 200 pies de espesor con una anisotropía normal en la permeabilidad no es atractiva si se compara con un pozo vertical.

Por otro lado, cualquier pozo horizontal arriba de 200 pies en un yacimiento naturalmente fracturado ($\beta=0.25$) es más atractivo que un pozo vertical. Por último, un pozo horizontal de largo alcance (extended reach) [L=2000 pies] puede ofrecer un incremento de productividad apreciable cuando β sea menor o igual a uno.

IV.3.3 PRODUCTIVIDAD CON AGUJEROS MÚLTIPLES.

En las secciones II.4 y II.5 del capítulo 2 se mencionó que es posible perforar varios agujeros de drenaje (Drainholes) desde la misma localización, con diferentes rumbos y a diferentes profundidades. A estos se les conoce también como agujeros múltiples. La fig. 2.19 ilustra una terminación radial múltiple en la que se tienen 12 agujeros de drenaje de radio ultracorto. Se tienen 3 profundidades diferentes, y a cada profundidad se tienen 4 agujeros de drenaje con un defasamiento de 90 grados.

La perforación y terminación de agujeros múltiples tiene aplicaciones al utilizar técnicas de recuperación secundaria ya que se aumenta el gasto de inyección. Otra de las aplicaciones de los agujeros múltiples es en el desarrollo de campos costa-fuera, donde al reducir al número de pozos por plataforma, se minimizan los costos. Para conocer el gasto que se puede obtener o que se puede inyectar, con agujeros múltiples a la misma elevación, Borisov ⁴ sugirió la siguiente ecuación :

$$Q_h = \frac{0.007079 K_o h (\Delta P) / \mu_o B_o}{\ln [(E r_w/L)] + (h/nL) \ln [h/(2 \pi r_w)]} \quad (4.25)$$

Donde n representa el número de agujeros de drenaje y el valor de E es de 4, 2, 1.86 y 1.78 para valores de n de 1, 2, 3 y 4 , respectivamente. Revisando la ecuación (4.25) y la figura IV.8, se observa que a mayor número de agujeros de drenaje el incremento en la productividad obtenido de cada pozo adicional se va reduciendo.

En realidad, no todos los pozos horizontales se perforan a partir de un punto común, así que habrá diferencias en la elevación a la que los pozos penetran al yacimiento. Esto ocasionará una variación en el resultado obtenido con la ecuación (4.25).

Borisov, Clonts y Ramey ⁴ propusieron una solución cuando se tienen agujeros múltiples y a diferentes elevaciones. Si m representa el número de elevaciones a las que están perforados los distintos agujeros de drenaje y H representa el espesor del yacimiento drenado por cada agujero, entonces el espesor total será h=Hm. La ecuación (4.25) se modifica quedando de la siguiente manera:

$$Q_h = \frac{0.007079 K_o h (\Delta P) / \mu_o B_o}{\ln [(E r_w/L)] + (h/(L m n)) \ln [h/(2 \pi m r_w)]} \quad (4.26)$$

Donde E se calcula de igual forma que en la ecuación (4.25). Se Puede demostrar ⁷ que si la longitud del pozo horizontal (L)

es mayor que el espesor del yacimiento, (h) entonces la máxima productividad del yacimiento se obtendrá con uno, o con dos pozos diametralmente opuestos, con la mayor longitud horizontal posible.

IV. 3. 4 RADIO EFECTIVO DEL POZO Y RELACION DE REEMPLAZO.

RADIO EFECTIVO DE UN POZO VERTICAL EQUIVALENTE A UNO HORIZONTAL.

Para calcular el radio del pozo vertical que se requiere para producir al mismo gasto que un pozo horizontal, se suponen iguales volúmenes de drenaje $r_{vh} = r_{v\omega}$ e iguales índices de productividad $(Q/\Delta P)_H = (Q/\Delta P)_V$.

$$\frac{2 \pi K_o h \Delta P}{\mu_o B_o \ln (r_e/r_{w\omega})} = \frac{2 \pi K_o h \Delta P / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + (a^2 - [L/2]^2)^{1/2}}{(L/2)} \right] + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right)} \quad (4.27)$$

Despujando $r_{w\omega}$:

$$r_{w\omega} = \frac{r_e (L/2)}{a [1 + (1 - (L/2a)^2)^{0.5}] [h/2r_w]^{h/L}} \quad (4.28)$$

RELACION DE REEMPLAZO (F_R).

Para evaluar el beneficio de utilizar un pozo horizontal, existe otro parámetro, además del Incremento de Productividad y del Radio Efectivo del Pozo., el cual se llama Relación de Reemplazo (F_R), y considera que el Área de drenaje para un pozo horizontal es diferente a la de un pozo vertical. La Relación de Reemplazo, indica el número de pozos verticales requeridos para producir el mismo gasto de un solo pozo horizontal. Por lo general, un pozo horizontal resulta más productivo que uno vertical (o convencional), lo que hace que la relación de reemplazo sea mayor a uno.

Para calcular la Relación de Reemplazo se tienen que resolver simultáneamente las siguientes ecuaciones :

$$r_w = r_e (F_R)^{0.5} (r_w/r_{ev})^{(1/F_R)-1} \quad (4.29)$$

$$r_e = \frac{\left[\frac{L \cdot r_{eh}}{2} \right] \left[\frac{2 \cdot r_w}{h} \right] (\beta^2 \cdot h/L)}{\quad} \quad (4.30)$$

$$a \left[1 + \left[1 - \frac{1}{Fr} \left(\left[\frac{L}{2a} \right] \left[\frac{r_{eh}}{r_{ev}} \right] \right)^2 \right]^{0.5} \right]$$

El procedimiento de cálculo es el siguiente :

1. Conocidos los valores de h , r_w , r_{ev} y $\beta^2 = K_H/K_V$, elegir un valor de L y seleccionar r_{eh} de tal modo que $0.1 < L/(2 r_{eh}) < 0.9$.
2. Probar diferentes valores de F_R ($F_R > 1$) hasta que se tenga un valor de F_R , que arroje valores de r_w iguales, en las ecuaciones anteriores (4.29) y (4.30).

Es importante evitar confusiones entre el término incremento de productividad y el de relación de reemplazo (F_R). El cálculo del incremento de Productividad supone que el área de drenaje del pozo vertical y la del pozo horizontal son iguales. Sin embargo, el cálculo de la relación de reemplazo considera áreas de drenaje diferentes.

La fig. 4.9 es una grafica típica de la relación de reemplazo para pozos horizontales. Los cálculos suponen que $r_{eh} = L$. Como se muestra en la figura, en un yacimiento de 100 pies de espesor, un pozo horizontal largo reemplaza 4.2 y 3.1 pozos convencionales perforados con espaciamiento de 10 y 80 acres, respectivamente.

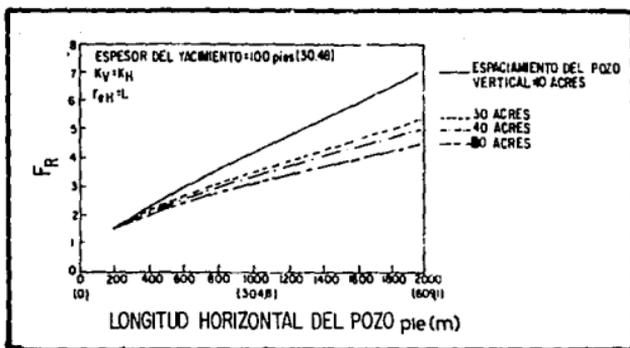


FIG.4.9._ INFLUENCIA DEL ESPACIAMIENTO DEL POZO SOBRE LA RELACION DE REEMPLAZO. 5

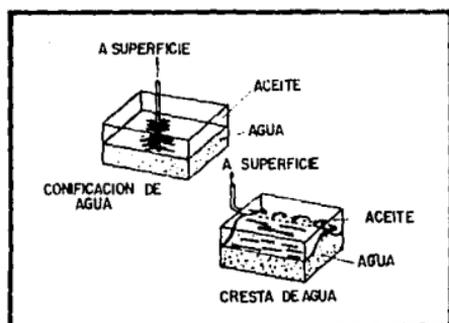


FIG.4.10._ COMPARACION ENTRE LA CRESTA QUE OCASIONA UN POZO HORIZONTAL Y EL CONO QUE OCASIONA UN POZO VERTICAL. 4,7

IV.3.5. EJEMPLOS.

Cálculo de la productividad que se tendrá con un pozo horizontal, de longitud horizontal $L=1000$ pie, utilizando los cuatro métodos descritos anteriormente. Las características del yacimiento son las siguientes:

$$K_v = K_r = 75 \text{ mD}$$

$$h = 160 \text{ pie.}$$

$$\phi = 3.8 \%$$

$$\mu_o = 0.62 \text{ cp.}$$

$$B_o = 1.34 \text{ bl/bl}$$

$$A_e = 160 \text{ Acre}$$

$$r_e = 1489 \text{ pie.}$$

$$r_{vh} = r_{v\omega} = 4.375 \text{ pg} = 0.365 \text{ pie.}$$

1) UTILIZANDO LA ECUACION DE BORISOV.

$$J = \frac{0.007078 K_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left[\left(\frac{4 r_e}{L} \right) \right] + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left[\frac{h}{2 r_{vh}} \right] \right]}$$

$$J = \frac{(0.007078) (75) (160)}{(0.062) (1.34) \left[\ln \left[\frac{4 \cdot 1489}{1000} \right] + \left[\frac{160}{1000} \right] \ln \left[\frac{160}{2 r_{vh} (0.365)} \right] \right]}$$

$$J = 41.5 \left[\frac{(bl/d)}{(lb/pg^2)} \right]$$

2) UTILIZANDO LA ECUACION DE GIGER.

$$J = \frac{0.007078 K L / \mu_o B_o}{\left(\frac{L}{h} \right) \ln \left[\frac{1 + \left(1 - \left[\frac{L}{2 r_{vh}} \right]^2 \right)^{0.5}}{L / (2 r_{vh})} \right] + \ln \left(\frac{h}{2 r_{vh}} \right)}$$

$$J = \frac{(0.007078)(75)(1000)/(0.62 \cdot 1.34)}{\left[\frac{1000}{160} \right] \ln \left[\frac{1 + (1 - [1000/2 \cdot 1489]^2)^{0.5}}{1000 / (2 \cdot 1489)} \right] + \ln \left[\frac{160}{2\pi (0.365)} \right]}$$

$$J = 42.0 (bl/d)/(lb/pg^2)$$

3) UTILIZANDO LA ECUACION DE JOSHI.

$$a = (0.5)(1000)\{0.5 + (0.25 + ((1489/500)^4)^{0.5})^{0.5}\}^{0.5}$$

$$a = 1531.5 \text{ pie.}$$

$$J = \frac{(0.007078)(75)(160)/(0.62 \cdot 1.34)}{\ln \left[\frac{1531.5 + ((1531.5)^2 - [1000/2]^2)^{1/2}}{(1000/2)} \right] + \left[\frac{160}{1000} \right] \ln \left[\frac{160}{2\pi (0.365)} \right]}$$

$$J = 39 (bl/d)/(lb/pg^2)$$

4) UTILIZANDO LA ECUACION DE HERKULOV.

$$J = \frac{(0.007078)(75)(160)/(0.62 \cdot 1.34)}{\ln \left[\frac{2(1489)}{1000} + \left(\frac{2(1489)}{1000} + 1 \right)^{1/2} \right] + \frac{160}{1000} \ln \left[\frac{160}{2\pi (0.365)} \right]}$$

$$J = 44.78 (bl/dia)/(lb/pg^2)$$

5) PARA FLUJO RADIAL EN UN POZO VERTICAL.

$$J = \frac{0.007078 (75) (160) / (0.62 * 1.34)}{\ln (1489 / 0.365)}$$

$$J = 12.3 (bl/d)/(lb/pg^2)$$

6) RESUMEN DE LOS CUATRO METODOS :

ECUACION	INDICE DE PRODUCTIVIDAD (BPD/PSI)	J _{ii} /J _v
BORISOV	41.5	3.4
GIGER	42.0	3.4
JOSHI	39.0	3.2
MERKULOV	44.7	3.6
VERTICAL	12.3	1.0

IV. 4. CONIFICACION

La conificación de agua o de gas representa un serio problema en la explotación de los hidrocarburos, el cual ocasiona que se tengan mayores costos de producción y problemas de depresionamiento del yacimiento, así como recuperaciones pobres de aceite cuando haya surgencia de agua o gas en el pozo.

El fenómeno de conificación, se debe a la deformación de la interfase agua/aceite o gas/aceite, provocada por un excesivo gradiente de presión del yacimiento hacia el pozo. El gasto de producción influye directa y proporcionalmente en este gradiente de presión, por lo que representa un factor determinante en la formación del cono. Es decir que para evitar la producción del fluido indeseable (agua o gas), es un requisito que el gasto de aceite sea menor al GASTO CRITICO, el cual, es el máximo gasto que se puede alcanzar sin que haya conificación. El fluido que se encuentra en un yacimiento generalmente se encuentra sujeto a dos fuerzas : la fuerza debida a la producción y la fuerza gravitacional debida a la diferencia de densidades entre dos fluidos inmiscibles. Si el pozo produce a un gasto superior al

GASTO CRITICO , estas fuerzas dejarán de estar en equilibrio , y se deformará la interfase agua/aceite o gas/aceite segun sea el caso. Los tipos de yacimientos que presentan este tipo de problemas son:

- 1) Yacimientos de aceite que producen debido a la expansión del casquete de gas. Cuando la interfase gas/aceite se deforme a tal grado de formar el cono, se empezará a producir el gas que representa la energía de empuje del yacimiento.
- 2) Yacimientos de gas con un acuífero asociado, en los que se puede reducir la permeabilidad relativa al gas, al incrementarse la saturación de agua en el medio poroso.
- 3) En los yacimientos de aceite que producen predominantemente por empuje hidráulico, debido a un acuífero asociado, igual que en el caso anterior, se reduce la permeabilidad relativa al aceite, al incrementarse la saturación de agua en las cercanías del pozo, con lo que se reduce la producción de aceite y aumenta la de agua.
- 4) En general, en los yacimientos de baja permeabilidad la formación de un cono de agua o de gas, es aún más crítica.

En problemas de flujo multifásico, un pozo horizontal reduce notablemente este efecto, obteniéndose con ello las siguientes ventajas :

- 1.-Se retarda el efecto de conificación. Considerando que un pozo vertical y uno horizontal producen al mismo gasto, este último provocará un gradiente de presión menor sobre el fluido indeseable, lo cual retarda el efecto de conificación.
- 2.-Existe la opción de perforar el pozo a una distancia óptima entre éste y la interfase agua/aceite o gas/aceite según convenga.
- 3.-Cuando el pozo alcance el rompimiento, se habrá obtenido una recuperación final de aceite mucho mayor que la obtenida por un pozo vertical, ya que el volumen de la cresta formada por un pozo horizontal es mucho mayor que el volumen del cono que ocasiona un pozo vertical. (fig. 4.10)

4.-Un pozo horizontal presenta un gasto crítico muy superior al que se pudiera tener con un pozo vertical, en condiciones similares.

IV. 4.1. METODO PARA DETERMINAR EL GASTO CRITICO.

A continuación se describe un método simple para determinar el gasto máximo sin que exista una deformación de la interfase agua/aceite o gas/aceite para pozos horizontales. La ecuación (4.31), también en unidades prácticas de campo puede utilizarse para calcular la producción sin que haya conificación, para un pozo vertical.

$$q_{\max} = \frac{1.535 \times 10^{-3} (\rho_o - \rho_g) K_o [h^2 - (h - \ell_v)^2]}{\ln (r_w / r_v)} \quad (4.31)$$

Donde:

- h = Espesor del yacimiento, pies.
- ℓ_v = Distancia entre la interfase gas aceite y la cima de los disparos, pies.(fig. 4.11)
- q_{\max} = Gasto máximo, bl/dia.
- ρ_o = Densidad del aceite, g/cc
- ρ_g = Densidad del gas, g/cc

Para calcular el q_{\max} para un pozo horizontal, se substituye el radio efectivo del pozo horizontal, r_w , por r_v , en la ecuación (4.31). Substituyendo la ecuación (4.28) en la ecuación (4.31) y suponiendo que $r_{wv} = r_e h$:

$$\frac{(q_{\max})_H}{(q_{\max})_V} = \frac{[h^2 - (h - \ell_v)^2] \ln (r_w / r_v)}{[h^2 - (h - \ell_v)^2] \ln (r_w / r_{wv})} \quad (4.32)$$

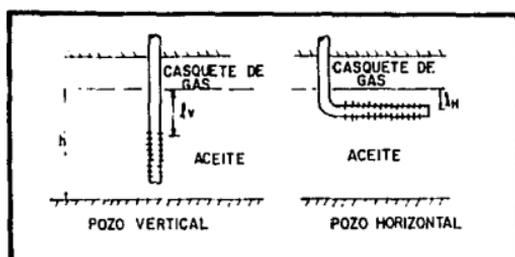


FIG 4.11 _CONIFICACION DE GAS UTILIZANDO POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES. ⁵

Donde h es la distancia en pies, entre el pozo horizontal y la interfase gas/aceite (fig. 4.11). Los pozos horizontales proporcionan las siguientes opciones de operación :

1) Perforar el pozo horizontal a la altura de la cima de los disparos del pozo vertical, i.e. $h = h_v$. Al substituir esto en la ecuación (4.32) tenemos que :

$$\frac{(q_{max})_H}{(q_{max})_V} = \frac{\ln(r_w/r_v)}{\ln(r_w/r_{wv})} \quad (4.33)$$

Para fines prácticos, el radio efectivo de un pozo horizontal (r_{wv}) siempre es mayor que el radio del pozo vertical, por lo que se tiene la siguiente relación :

$$(q_{max})_H > (q_{max})_V \quad (4.34)$$

Por lo que, un pozo horizontal produce un gasto de aceite mucho mayor que un pozo vertical, sin que se presente la conificación, aunque ambos hayan sido disparados a la misma distancia de la interfase gas/aceite.

2) Producir el pozo horizontal con el mismo gasto que el pozo vertical, i.e. $(q_{max})_H = (q_{max})_V$. Utilizando la ecuación (4.19), tenemos que :

$$(h - h_v)^2 = h_v^2 \frac{[h^2 - (h - h_v)^2] \ln(r_w/r_v)}{\ln(r_w/r_v)} \quad (4.35)$$

Al resolver la ecuación obtenemos $h < h_v$. Por lo que se observa que un pozo horizontal que produce al mismo gasto que un pozo vertical, puede localizarse más cerca de la interfase gas/aceite, con respecto a la cima de los disparos del pozo vertical.

Aunque un pozo horizontal se localice más cerca de la interfase gas/aceite, que uno vertical, esto resiste más a la conificación de gas.

Debido a que la opción 1 produce un gasto mayor, es la que se prefiere. Se puede hacer un análisis similar para determinar el efecto sobre la conificación de agua.

IV.5 APLICACIONES EN LA RECUPERACION SECUNDARIA.

La recuperación secundaria se define, en general, como una actividad cuyo fin es el de obtener una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtiene con la energía propia del yacimiento, impartiendo a este una energía extraña de cualquier tipo.

La energía que se le aplica al yacimiento es energía Mecánica o energía Calorífica. La energía Mecánica se le suministra al yacimiento cuando se le inyectan a éste fluidos en fases líquida o gaseosa, los cuales desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. La energía calorífica se le imparte al yacimiento cuando se le inyecta a éste vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca (Combustión In Situ) con el propósito de disminuir la viscosidad del aceite y aumentar su movilidad.

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son: Inyección de agua, Inyección de gas natural, Inyección de vapor, Combustión in Situ, Inyección de miscibles, Inyección de agua con polímeros, Inyección de reductores de tensión interfacial, baches con gradación de miscibilidad, Inyección de miscelares, inyección de gas inerte e Inyección de Espumas.^{oo}

En los procesos de recuperación secundaria o recuperación terciaria, los pozos horizontales pueden mejorar la inyectividad y la eficiencia de barrido areal, debido a que se tiene una mayor superficie de inyección.

En los campos con explotación avanzada, se puede perforar un pozo horizontal que sea inyector, localizado entre dos pozos convencionales que ya hayan sido productores de tal manera que se tenga una mejor eficiencia de barrido y mejorar el control sobre el fluido inyectado. También es posible utilizar arreglos de pozos inyectores y productores que sean ambos horizontales. Existen otras posibilidades y combinaciones de arreglos que permiten aprovechar al máximo la recuperación secundaria. Por lo general, los pozos horizontales funcionan mejor como pozos inyectores que como pozos productores.

Por otro lado, la recuperación mejorada puede ser más provechosa con el uso de pozos horizontales. En el caso de la inyección de vapor en pozos verticales, parte de la energía se disipa por la pérdida de calor en las líneas superficiales, en el pozo y en las formaciones adyacentes. En un pozo horizontal, el gasto de inyección puede aumentarse, lográndose calentar un mayor volumen de aceite.

La inyección de polímeros viscosos puede tener problemas de inyección, debido a las velocidades tan altas que se llegan a tener en la vecindad del pozo. Esta velocidad puede ocasionar que las moléculas de los polímeros se rompan. Con el uso de pozos horizontales se reduce este riesgo debido a que a mayor área de inyección se reduce la velocidad, manteniendo el mismo gasto.

En la estimulación cíclica de vapor, los pozos horizontales mejoran el proceso. En la fig. 4.12 se observa que la producción acumulada que se obtiene con un pozo horizontal es cinco veces mayor que la que se obtiene con un pozo convencional.

La fig. 4.13 muestra diferentes arreglos de pozos horizontales perforados en un yacimiento de 80 acres de área de drenaje y 100 pies de espesor, para los cuales se hizo una simulación numérica. El patrón I muestra cuatro pares de pozos con longitudes horizontales de 2000 pies y con un espaciamiento de 218 pies situados en la parte inferior del yacimiento. Con esta configuración se obtiene una recuperación del 27% del volumen original de aceite en 9 años de producción⁴.

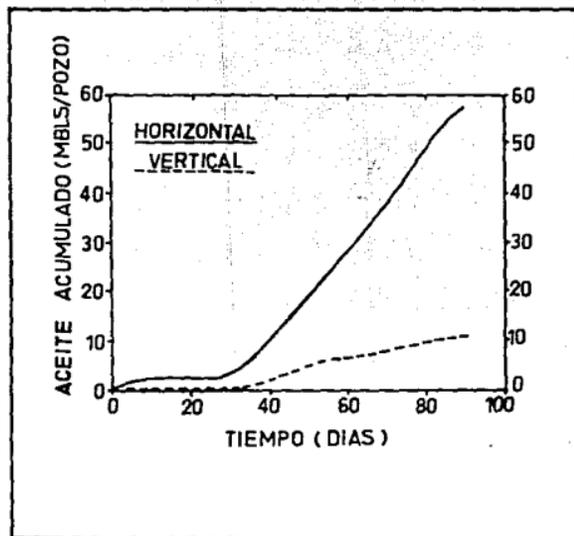


FIG.4.12 COMPARACION DE LA ESTIMULACION CICLICA CON VAPOR, UTILIZANDO POZOS HORIZONTAL Y VERTICAL.⁴

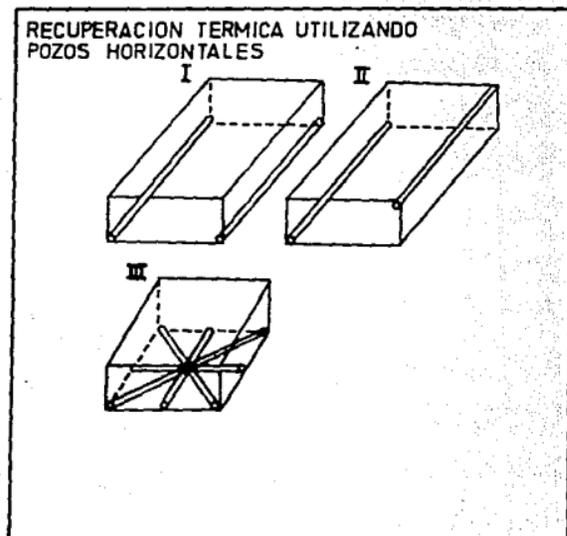


FIG.4.13 ESQUEMA DE VARIAS CONFIGURACIONES DE POZOS HORIZONTALES.⁴

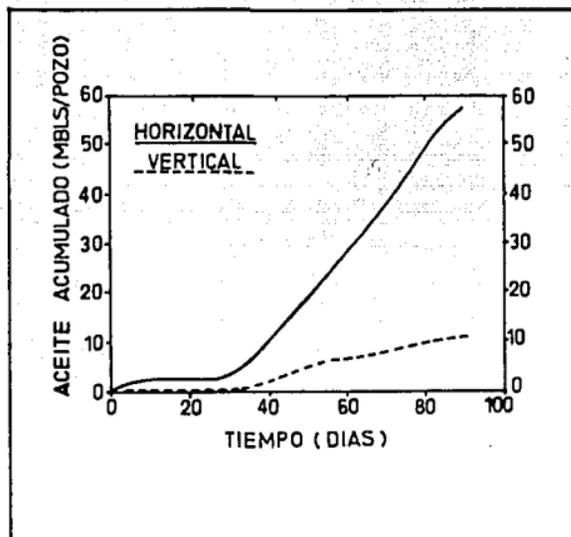


FIG.4.12 COMPARACION DE LA ESTIMULACION CICLICA CON VAPOR, UTILIZANDO POZOS HORIZONTAL Y VERTICAL.⁴

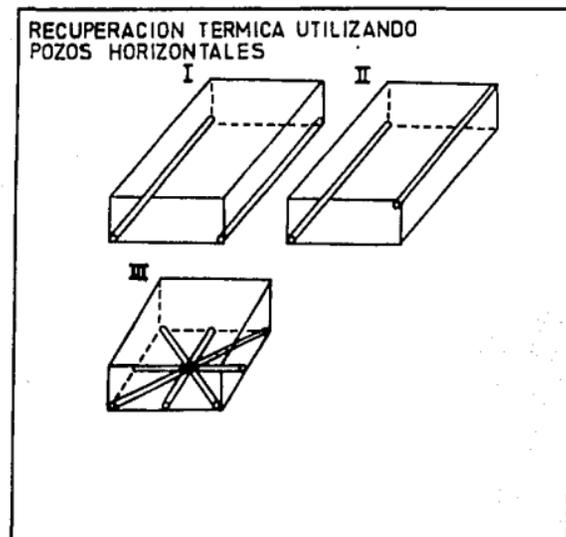


FIG.4.13 ESQUEMA DE VARIAS CONFIGURACIONES DE POZOS HORIZONTALES.⁴

El patrón II consiste de cuatro pozos horizontales perforados en la parte superior del yacimiento y cuatro perforados en la parte inferior. Con este arreglo se obtiene el 26.5% del volúmen original de aceite. El patrón III consiste de ocho pozos perforados radialmente desde el centro del yacimiento. Con este arreglo se obtiene el 20.8 % del volumen original de aceite.

CAPITULO V

FACTIBILIDAD DE APLICACION EN MEXICO

V.1 INTRODUCCION

Los primeros pozos perforados horizontalmente fueron desarrollados con diferentes objetivos, sus aplicaciones serán discutidas a continuación:

LACQ SUPERIOR.

Los pozos Lacq 90 y Lacq 91 se perforaron con el objetivo de demostrar la factibilidad de aplicar, experimentar y desarrollar la renovada tecnología de los pozos horizontales antes de establecer una meta con propósitos meramente comerciales. La finalidad de estos no fue mejorar la recuperación primaria del yacimiento.⁵⁷

El campo Lacq Superior se localiza al SE de Francia, se trata de un yacimiento somero con 610 m de profundidad y está depresionado. El espesor de la zona impregnada de aceite es de 100 m, la porosidad y permeabilidad son del orden de 20% y un md, respectivamente y la viscosidad del aceite es de 17 cp. Este campo ha producido durante 25 años con un aumento en la producción de agua (el agua alcanza un valor del 98 %). El yacimiento consiste de dos formaciones distintas y comunicadas

entro sí: Una dolomita fracturada masivamente y un lente de caliza casi sin fracturas.⁴⁶

El pozo Lacq 90 se perforó en 1979 en el flanco SE de la estructura, y penetró 270 m el yacimiento, con una sección horizontal de 110 m. La perforación se interrumpió cuando la trayectoria del pozo se salió de la formación productora. Este hecho muestra que aún con el gran número de pozos convencionales perforados difícilmente se logra un detallado conocimiento de la estructura del yacimiento. La producción diaria del pozo Lacq 90 fue tres veces mayor que la de un pozo convencional vecino.⁴⁶

CASTERA LOU

El campo Castera Lou se localiza en el SW de Francia. La formación productora conocida como Brecha de Garlin es una dolomita con fracturas escasas, impregnada con una columna de aceite de 70 m, que sobreyace a un acuífero. Esta formación está a una profundidad de 2896 m, la porosidad es del 10 % y su permeabilidad es de 0.5 md, el aceite es bajosaturado con una viscosidad de 1.5 cp.

El pozo Castera Lou 110 tuvo como objetivo demostrar que es posible perforar horizontalmente a profundidades de 3,000 m, experimentar las técnicas de terminación selectiva y confirmar que la productividad de un pozo horizontal es mayor que la de pozos convencionales vecinos.

Este pozo, a 2900 m de profundidad, penetró 330 m el yacimiento, de los cuales 162 fueron de sección horizontal. Tomó 117 días su perforación y otros 23 su control y terminación.

Los registros de producción mostraron que la producción diaria de aceite es 5 veces mayor que la de un pozo convencional vecino (Fig. 5.1).⁴⁶

El pozo Castera Lou 110 produjo casi un año antes de llegar al rompimiento de agua, aun cuando el gradiente de presión era considerable (800 lb/pg²), para entonces la producción acumulada fue de 63,000 bbl. Este pozo horizontal es un buen ejemplo de la posibilidad de incrementar la producción así como la recuperación

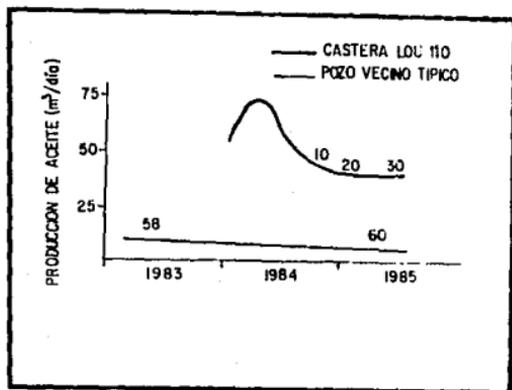


FIG.51. COMPARACION DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO COSTERA LOU 110 Y POZOS CONVENCIONALES TÍPICOS VECINOS. 46

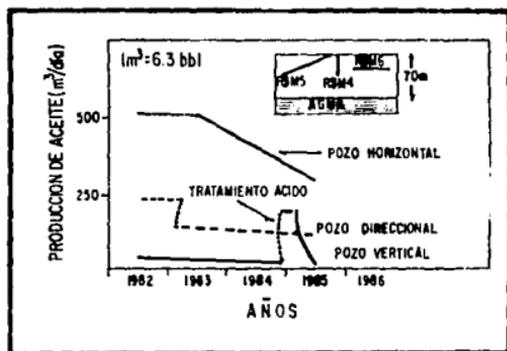


FIG.52. COMPARACIONES DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS COSTAFUERA, HORIZONTAL - DIRECCIONAL VERTICAL. 7,46

final, donde los pozos convencionales presentan conificación de agua.

ROSPO MARE

Rospo Mare es un campo Italiano costa-fuera situado en el mar Adriático. Los yacimientos que conforman este campo se localizan a una profundidad de alrededor de 1,400 m (4,500 pies) y consisten de formaciones Karsticas, este sistema está caracterizado por cavidades y fracturas verticales que varían en tamaño desde algunos cms hasta verdaderas cavernas. La formación Karstica es un carbonato cuya porosidad es tan baja que el aceite no se halla en la matriz de la roca, sino que se encuentra en las cavidades y en las fracturas. Su permeabilidad varía desde 2 a 1,500 md.

El aceite que produce este campo es muy viscoso y pesado, la viscosidad es de alrededor de 300 cp a condiciones del yacimiento, con una densidad que es del orden de 12°API (0.99 gr/cm³). El espesor impregnado de este aceite bajosaturado es de 30 m (100 pies) y el volumen original de hidrocarburos es de 1,000 MMBLS en un área de 100,000 km² (45,000 acres).⁵¹

Debido a que el aceite se encuentra en las fracturas verticales y en las cavernas, entonces perforar pozos horizontales que las intersecten, representó la mejor alternativa para el desarrollo del campo.

El campo Rospo Mare se descubrió en 1975, sin embargo existía el problema de cómo extraer ese aceite viscoso y pesado del yacimiento. En 1982 se instaló una plataforma y se perforó el pozo horizontal Rospo Mare 6 (RSM6), en la misma plataforma se perforaron dos pozos más, el pozo direccional RSM5 y el pozo vertical RSM4.

Después de diversos estudios realizados, se concluyó que la tecnología de pozos horizontales era la única alternativa económica para desarrollar el campo Rospo Mare, ya que dadas sus características no podía desarrollarse con pozos convencionales (verticales y direccionales).

El pozo Rospo Mare 6 fué el primer pozo horizontal perforado costa fuera, en septiembre de 1982 el pozo penetró al yacimiento a una profundidad de 1,320 m (4,330 pies), con un ángulo de desviación de 78°, el pozo continuo perforandose hasta llegar a la posición horizontal, justo 20 m abajo de la cima del yacimiento. La perforación de este pozo duró 71 días, la toma de registros y la terminación duro otros 13 días.

Durante la perforación del agujero horizontal, se tuvieron cuantiosas pérdidas de lodo hacia las fracturas que se atravesaban. Se decidió seguir perforando con agua de mar. La longitud total perforada desde el punto de entrada al yacimiento fué de 606 m (1988 pies), de los cuales 1200 fueron perforados en posición completamente horizontal.

La producción inicial del pozo Rospo Mare 6 fué de 4,000 bl/día de aceite sin producción de agua. El índice de productividad de este pozo horizontal fué de 700 (bl/día/lb/pg²), mientras que el de los pozos vecinos convencionales varia entre 3 y 30 (bl/día/lb/pg²).³¹

La Fig. 5.2 muestra una comparación de las producciones obtenidas del pozo vertical, el direccional y el horizontal en el campo Rospo Mare. La producción inicial del RSM6 fue diez veces mayor que el RSM4, además el rompimiento de agua fue significativamente menor que los obtenidos con los pozos convencionales.⁷

El propósito de aplicar la tecnología de los pozos horizontales en el campo Rospo Mare tuvo básicamente dos objetivos:

- 1) Demostrar la capacidad técnica para producir este tipo de yacimientos costafuera empleando pozos horizontales.

- 2) Optimizar la tecnología de perforación a mayores profundidades, así como obtener información geológica del yacimiento penetrado llevando a cabo un muestreo con núcleos y tomando registros geofísicos y de producción.

El campo Rospo Mare fue el primero que se desarrolló con pozos horizontales, el primer grupo de 5 pozos horizontales, fueron terminados en 1987. La producción inicial fue de 30,000 bl/día, este hecho marco el inicio de los pozos horizontales como una alternativa tecnológica y económica, disponible y probada.¹

V.2 YACIMIENTOS EN MEXICO

En México, la mayor parte de las áreas productoras de hidrocarburos se localizan en la Planicie Costera y en la Plataforma Continental del Golfo de México sobre una franja que se extiende de Norte a Sur desde la frontera con Estados Unidos hasta la margen occidental de la Península de Yucatán y de Este a Oeste del frente de la Sierra Madre Oriental hasta la Plataforma Continental de México.

Las provincias productoras de hidrocarburos representan el 12% del territorio nacional. Las provincias con potencial petrolero sin desarrollar representan el 63% y las provincias improductoras sin posibilidades el 25% restante (Fig.5.3). Estas provincias son: El Golfo de Sabinas, La Península de Coahuila, La Cuenca de Burgos, La Cuenca de Tampico-Tuxpan, La Cuenca de Veracruz, la Cuenca Salina del Istmo, la Cuenca de Macuspana, El Area Chiapas-Tabasco y La Sonda de Campeche (Fig.5.4).⁷⁴

Las cuencas y plataformas de edad Jurásico Tardío y Cretácico se desarrollaron sobre un sistema de fosas y pilares tectónicos producto de la separación entre América del Norte y Africa; este fallamiento se produjo durante el Triásico Tardío y dio origen al depósito de las capas continentales. Al incrementarse la separación de los continentes, las primeras transgresiones marinas en las fosas tectónicas preexistentes dieron lugar a los depósitos del SE del país y del Golfo de México.

Puesto que los recursos financieros disponibles se han destinado a regiones de mayor productividad (prioritarias), las estructuras descubiertas en México en orden de importancia por su producción y volumen de reservas que serán descritas a detalle



FIG.5.3 . PROVINCIAS PETROLERAS. 54

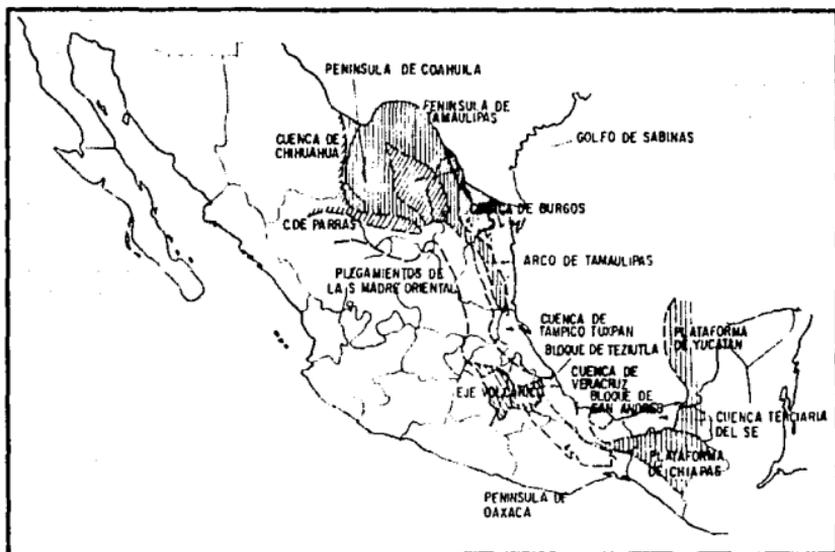


FIG.5.4..UNIDADES TECTONICAS. 54

son: El Complejo Cantarell en la Sonda de Campeche, el Complejo Antonio J. Bermúdez en el Área Mezosoica Chiapas-Tabasco y el Paleocañon de Chicontepec en la Cuenca de Tampico-Tuxpan.

V.2.1 COMPLEJO CANTARELL

La Sonda de Campeche fue descubierta en 1976, al resultar productora el pozo exploratorio CHAC-1 el primero perforado en esta área, localizada en el Golfo de México hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa. Esta situada en la Plataforma Continental de México en una franja que comprende las isobatas de 20 a 200 m de profundidad y abarca un área aproximada de 15,000 Km². Cerca del 80% de los pozos perforados se localizan en las Áreas de Cantarell y Abkatun (Fig.5.5).⁷⁴

A pesar de que se han perforado todos estos pozos, todavía hay cierta incertidumbre con relación a las definiciones estratigráficas, estructurales y sedimentológicas que permitan establecer un modelo geológico de los sistemas de depósito y distribución de las facies en la Región.⁵⁵

Las rocas almacenadoras son calizas dolomitizadas y dolomitas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas y brechas dolomitizadas del Cretácico, y también las brechas calcáreas dolomitizadas del Paleoceno las cuales constituyen los mejores yacimientos; en febrero de 1991 se probaron las areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano en el campo EK resultando productoras por primera vez en la Región Marina.

Las rocas llegan a tener un espesor saturado de hidrocarburos de más de 1000 m, en el complejo Cantarell se encuentran a profundidades que van desde 1200 a 3000 m. Las mejores acumulaciones de hidrocarburos se encuentran atrapadas en anticlinales afallados donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

Los campos Akal, Nohoch, Ku, Maloob, (próximamente Zaup) producen aceite pesado (1.250 MMBPD) en rangos desde 12.5 a 22.5° API y los campos Abkatun, Pool, Chuc, Caan, Batab, Ixtoc y Taratunich (Yum, Och y Uech están temporalmente cerrados) producen aceite ligero (0.850 MMBPD) en el rango de 25 a 40° API.³⁰

El Complejo Cantarell es la estructura más importante de la Región Marina y de México en cuanto a su volumen de reservas y a su alta productividad (casi un millón de bl/día) y está considerado como uno de los 10 principales yacimientos supergigantes del mundo. Este generoso yacimiento consiste de tres campos: Akal, Nohoch y Chac (Fig.5.6). El complejo está limitado en la porción occidental por una falla normal, al norte y oriente por una falla inversa, en tanto que hacia el sur está limitado por el contacto agua/aceite y pérdida de porosidad y permeabilidad.

Las rocas almacenadoras son Brechas del Paleoceno y carbonatos del Cretácico con espesores máximos de 835 y 290 m respectivamente. Las características de éste complejo son:^{34,50}

1. Gran relieve estructural, la cima productora varía en profundidad de 1100 a 3200 m.
2. Potentes espesores de roca impregnada con hidrocarburos, a veces mayores a 1000 m.
3. Bajas saturaciones de agua.
4. Produce un aceite pesado de 22° API en promedio.
5. Los gastos de aceite actualmente (Mayo 1991) varían de 3000 a 15000 bl/día, sin embargo algunos pozos aportaron inicialmente más de 50,000 bl/día en agujero descubierto.
6. El yacimiento manifestó una P_i de 270 kg/cm² y una P_b de 150 kg/cm², actualmente la presión del yacimiento es de 148.5 kg/cm² por lo que el yacimiento ya es saturado.
7. El contacto agua-aceite se encuentra actualmente a ± 2,800 MV.
8. Se tiene instalado el Bombeo Neumático como sistema artificial de producción en más del 90% de sus pozos.

Las altas permeabilidades (1 a 5 D), el relieve estructural de más de 2000 m y los espesores impregnados de varios cientos de metros favorecen el mecanismo de segregación gravitacional.

El yacimiento tiene una transmisibilidad excelente debido a los sistemas secundarios de porosidad tales como cavernas y fracturas (similares al campo costafuera Rospo Mare, en Italia). Un hecho que ilustra la gran transmisibilidad del yacimiento es que todos los pozos han tenido el mismo grado de depresionamiento, independientemente de su ubicación y de la profundidad a la que han sido terminados.

V.2.2 COMPLEJO ANTONIO J. BERTUDEZ.

El área Chiapas-Tabasco es una provincia petrolera que cubre un área aproximada de 9000 km², se localiza entre la Cuenca de Macuspana y la Cuenca Salina del Istmo. Al Sur esta limitada por la Sierra de Chiapas y al Norte por la costa del Golfo de México (Fig.5.7).³⁴

Las rocas almacenadoras son del Cretácico y del Jurásico Tardío, fundamentalmente dolomías, calcarenitas y micritas, todas ellas con evidencias claras de fracturamiento. Hacia la porción Sur del área sus espesores rebasan los 3,000 m y hacia el Norte la roca almacenadora se reduce fluctuando sus espesores entre 1200 y 300 m (Amatitlán y Mora-Tecominoacán).

Las rocas arcillosas del Cretácico Tardío y las lutitas del terciario son los sedimentos que constituyen el sello de los yacimientos.

Debido al bajo gradiente geotérmico, es posible encontrar acumulaciones de hidrocarburos a más de 5200 m de profundidad. La profundidad de los yacimientos Cretácicos descubiertos en esta área varía de 2,500 a 5,500 m.

La porosidad primaria varía de 1 a 25% y en promedio es del 8%, es del tipo intergranular o intercrystalina y se deben principalmente a cavidades de disolución. La porosidad secundaria es mayor debido al intenso fracturamiento de las rocas, la permeabilidad de la formación productora varía de 780 md en el

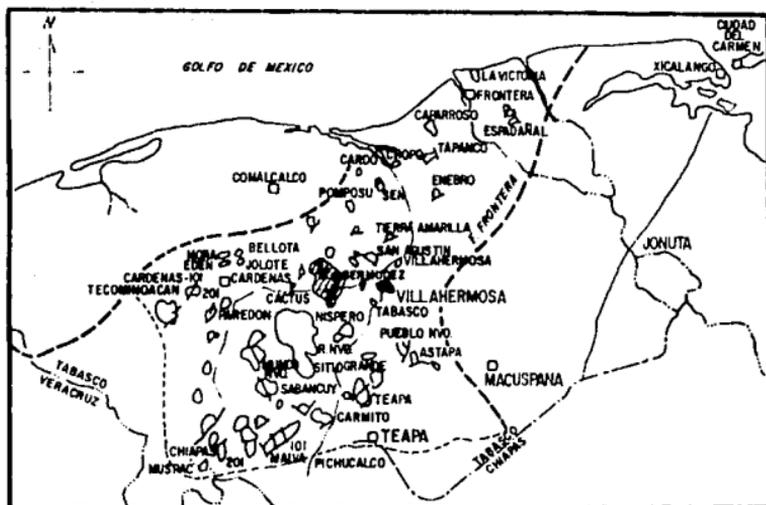


FIG 57._AREA MESOZOICA CHIAPAS-TABASCO. 54

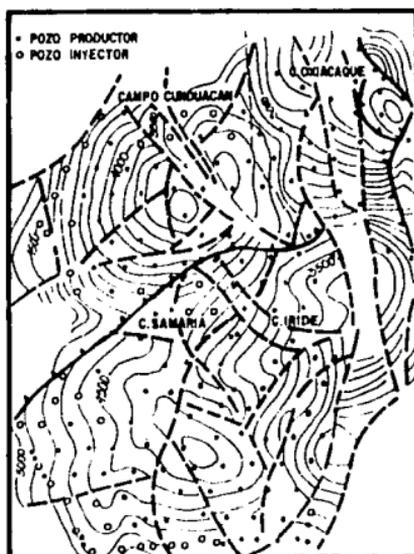


FIG 5.8._PLANO DEL COMPLEJO A. J. BERMUDEZ. 54

complejo Bermúdez, hasta valores menores de 10 md en Fenix. En la parte Norte la porosidad primaria desaparece debido al cambio de condiciones de depósito de plataforma a cuenca (área Arrastradero).

Las trampas son estructurales del tipo anticlinal alargadas y de forma cómica con orientaciones generales de sus ejes de NO a SE, en la mayoría de los casos no se aprecian los sinclinales respectivos entre los anticlinales los cuales forman grupos de 3 a 4 separados entre sí por fallas normales e inversas. Este ordenamiento estructural permite complejos productores de magnitudes colosales como el Antonio J. Bermúdez con 285 km² y el formado por Cactus-Sitio Grande-Río Nuevo-Número spero con 200 km² de extensión.

La estructura de mayor importancia es el complejo Antonio J. Bermúdez, se localiza en el estado de Tabasco, aproximadamente a 17 km al NW de la ciudad de Villahermosa y esta integrado por los campos: Samaria, Cunduacan, Irde, y Oxiacaque, mencionados en orden de importancia (Fig. 5.8).

El yacimiento esta constituido por una serie de bloques definidos por fallas normales e inversas, en su mayoría conectados hidráulicamente, tiene un área aproximada de 186 km² limitada por fallas excepto en la porción sur y sureste definida por el contacto agua-aceite.

Las formaciones productoras son calizas dolomitizadas del Jurásico y Cretácico con porosidad secundaria, selladas por lutitas del Terciario. La profundidad de los estratos varía de 2,700 m en el campo Oxiacaque (norte) hasta 4,800 m en el sur del complejo y se han encontrado espesores hasta de 1,050 m.

Es un yacimiento de aceite ligero de 29 °API, con una P_i de 533 kg/cm² y una P_b de 318 kg/cm² por lo que se trata de un yacimiento bajosaturado. Algunos pozos produjeron cerca de 18,000 bl/día al inicio de su explotación, la relación gas-aceite no se ha incrementado debido a la alta permeabilidad vertical ocasionada por el sistema de fracturas y el gran relieve

estructural, el gas liberado migra hacia las partes culminantes del yacimiento formando localmente casquetes secundarios de gas.

A finales de 1977 se implantó un sistema de inyección de fondo con los pozos inyectores de agua distribuidos en la periferia del yacimiento con la intención de mantener la presión del acuífero asociado.

La importancia de este complejo motivo que se destinaron bastantes recursos humanos, financieros y materiales para el desarrollo acelerado de los campos, desde el inicio de su explotación en Mayo de 1973.

V. 2. 3 PALEOCANAL DE CHICONTEPEC

La Cuenca de Tampico-Tuxpan se localiza en la parte norte de Veracruz, extendiéndose hacia el extremo sur del estado de Tamaulipas y las porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo y norte de Puebla. Las áreas productoras más importantes son: Ebano-Pánuco, Tamaulipas-Barcodon, Arenque, Atolón Faja de Oro y el Paleocanal de Chicontepec. Este último ha adquirido mucha importancia recientemente, debido al volumen de reservas probadas que contiene.⁷⁴

Las principales formaciones productoras de la cuenca son:

1. Areniscas, calcarenitas, calizas oolíticas y brechas biocalcáreas del Jurásico Tardío que presentan porosidad primaria.
2. Las calizas del Cretácico Temprano con porosidad primaria y secundaria por fracturamiento.
3. Las calizas fracturadas, bioclásticas y arrecifales del Cretácico Medio, así como las calizas fracturadas del Cretácico Tardío.
4. En las areniscas del Paleocanal de Chicontepec y excepcionalmente en rocas ígneas o asociadas con zonas de metamorfismo.

Las rocas solo son lutitas y calizas arcillosas del Jurásico Tardío, las formaciones arcillosas de Agua Nueva y San

Felipe, las margas del Cretácico Tardío y los sedimentos arcillosos del Terciario.

El Paleocañón de Chicontepec esta localizado dentro de la cuenca Tampico-Tuxpan en la porción norte del estado de Veracruz a unos 50 km al Oeste del puerto de Tuxpan (Fig.5.9).

Su origen tuvo lugar durante el Paleoceno y se debió a la erosión de los sedimentos del mismo Paleoceno, del Cretácico y del Jurásico por corrientes submarinas; posteriormente el cañón se relleno con sedimentos arcillosos y arenosos que cubrieron en forma alternada una extensión aproximada de 3,300 km² formando una enorme trampa estratigráfica. El Paleocañón se encuentra relleno de turbiditas terrígenas con cuerpos de areniscas arcillosas que presentan acumulaciones comerciales de aceite y gas. El relleno tiene una longitud aproximada de 123 km con una anchura variable de 12 km en la porción sur y 25 km en la parte norte.

Se reconocen tres unidades estratigráficas clasificadas como Chicontepec Superior, Medio e Inferior. La litología consiste de secciones muy estratificadas de lutitas, limolitas y areniscas de poco espesor. Los hidrocarburos se encuentran en las capas de areniscas, cuya orientación sigue el eje principal del paleocanal.

El espesor poroso del Paleocañón es muy variable ya que en la porción norte es de únicamente 100 m mientras que en su extremo occidental se llegaron a definir espesores de hasta 700 m. El espesor total de las areniscas arcillosas varía de 0 hasta más de 1,000 m en la parte central del canal. La profundidad varía desde casi 800 m en la parte Norte hasta más de 3,000 m en la parte sur y no han sido detectados presencia de contactos agua/aceite o gas/aceite. La porosidad de los cuerpos de areniscas varía entre 5% y 20% con un promedio de 7%.

Las características geológicas de esta estructura se conocen ampliamente ya que se han perforado más de 1,500 pozos verticales

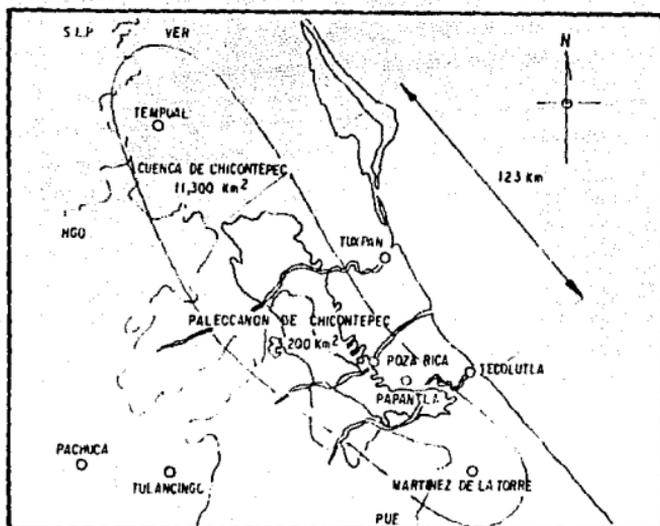


FIG. 5.9 LOCALIZACION DEL PALEOCAÑON DE CHICONTEPEC 54

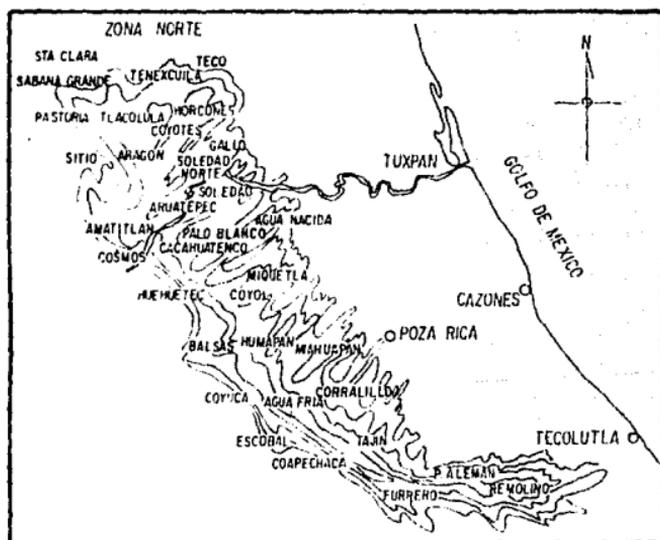


FIG. 5.10...PLANO DE ISOPACAS DEL PALEOCAÑON DE CHICONTEPEC. 54

que atraviesan los cuerpos areno-arcillosos del Chicontepec para explotar yacimientos más profundos (Fig. 5.10).

La producción de hidrocarburos del Paleocación se caracteriza por su baja aportación, la mayoría de los pozos perforados en esta área se fracturan antes de ponerse a producción y con así su productividad es muy baja. En su fase inicial los pozos aportan alrededor de 90 bl/día declinando su producción hasta alcanzar valores en la mayoría de los casos de 25 bl/día.⁵⁴

Las reservas probadas que existen en el paleocanal de Chicontepec son cuantiosas, sin embargo, hasta ahora no se han desarrollado debido a que siempre había resultado antieconómica su explotación mediante métodos convencionales, destinándose los recursos financieros al desarrollo de las áreas de la Sonda de Campeche y Mesozoico Chiapas-Tabasco, relegando el desarrollo del Paleocación de Chicontepec a un plano secundario.

V.3 SELECCION DEL YACIMIENTO

Los esfuerzos realizados por los Sovieticos y Norteamericanos en la década de los 50's, los Chinos en los 60's y los Canadienses en los 70's demostraron la factibilidad técnica para perforar y terminar pozos horizontales, más no la económica.

La razón de estos fracasos parciales probablemente se debieron no tanto a las técnicas utilizadas sino a una inadecuada selección del Yacimiento. La selección del sitio adecuado facilitará las actividades de perforación, terminación y producción auxiliado de un estudio previo para determinar el método de producción apropiado al yacimiento.

Actualmente las técnicas de perforación horizontal han sido mejoradas y los costos se han ido reduciendo a niveles más bajos que los originalmente esperados. El problema ahora no es la factibilidad técnica de la perforación horizontal sino la elección adecuada del yacimiento para asegurar que el pozo horizontal sea un éxito económico.¹

El primer pozo horizontal europeo fue planeado para desarrollar estudios de factibilidad técnica y económica. Para

seleccionar el yacimiento donde se perforaría se dio inicio al proyecto con estudios de ingeniería de yacimientos que tendrían que demostrar, basándose en modelos matemáticos la efectividad de un agujero de drone perforado horizontalmente en campos en donde la recuperación de hidrocarburos es pobre o insatisfactoria, debido a la conificación de agua o gas, a patrones de baja permeabilidad, horizontes productores de poco espesor o a otras causas.

Se emprendió una búsqueda en la literatura sobre perforaciones casi horizontales (altamente desviadas). Se estableció contacto con operadores y contratistas con experiencia antes de efectuar un programa de perforación, se realizaron estudios y pruebas de laboratorio adicionales para determinar las mejores maneras para solucionar los problemas de perforación con una trayectoria horizontal. Todo este trabajo preparatorio hizo posible seleccionar el yacimiento adecuado y desarrollar el programa de perforación horizontal del LA90, en el campo petrolero Lacq, al SW de Francia durante Mayo y Junio de 1980.⁶²

El campo petrolero Lacq fue seleccionado para el primer experimento, debido a su configuración. Este campo tenía poca profundidad y estaba parcialmente agotado, lo cual permitió eliminar cualquier descontrol del pozo. El campo producía a través de fracturas verticales con un promedio de 40 pozos productivos que daban una buena base para las comparaciones de producción y análisis de los costos.

Estos estudios previos para la selección del sitio fue la clave para el éxito de la operación con que se condujo el desarrollo del LA90. Aún utilizando técnicas y equipos convencionales fue posible demostrar la factibilidad de la perforación horizontal cuando el sitio ha sido seleccionado adecuadamente. Además las técnicas disponibles actualmente permiten asegurar con un amplio margen el éxito técnico y económico de los pozos horizontales.

Aunque no existen reglas que permitan elegir el sitio adecuado para la perforación de un pozo horizontal, se recomienda considerar en la planeación de un proyecto de este tipo los siguientes parámetros: Profundidad de la formación productora, su espesor, el mecanismo de empuje del yacimiento, la porosidad, la permeabilidad vertical, la permeabilidad horizontal, la presión de formación, las características de la roca que constituye el yacimiento, las saturaciones originales tanto de aceite como de agua y gas, las características del aceite y del gas, (gravidad API, viscosidad, RGA, etc.), temperaturas del yacimiento, espaciamiento requerido, historia de producción del yacimiento, el volumen original de hidrocarburos, así como el volumen remanente, tamaño del agujero y de la TR, programar las técnicas de terminación y de producción, así como tomar en cuenta los aspectos económicos y situación actual del mercado del petróleo en el mundo.⁵⁰

Otro aspecto muy importante en la selección de los sitios candidatos para la perforación horizontal es la clasificación adecuada de la técnica con la que se perforará el pozo, ya sea esta de radios largos, de radios medios, radio cortos o de radios ultracortos.⁵⁰

TECNICA DE RADIOS ULTRACORTOS Y CORTOS.

Estas técnicas deberán de tomarse en cuenta para su aplicación en reterminaciones a pozos viejos así como en proyectos de recuperación secundaria. También deberá de considerarse para yacimientos someros en donde haya bajas presiones de sobrecarga. En reterminaciones radiales múltiples ya sea en el mismo o en diferentes estratos, la técnica de radios ultracortos resultará más económica.

A pesar de que estos métodos no son muy utilizados en la actualidad, se siguen haciendo grandes esfuerzos para su mejoramiento, debido a que tiene aplicaciones útiles.

TECNICA DE RADIOS MEDIOS.

Los sitios que son candidatos para la perforación de pozos horizontales de radio medio son aquellos en donde se tengan formaciones a profundidades mayores a 300 m (1000 pies), incluyendo diversos tipos de yacimientos.

En los campos que cubren grandes extensiones y su desarrollo está basado en arreglos con espaciamientos grandes, los pozos horizontales de radio medio son los mejores candidatos.

Un aspecto que hace que la aplicación de los pozos horizontales de radio medio contemplan un mayor número de candidatos potenciales es la flexibilidad que ofrece en cuanto a la estandarización del equipo a utilizar.

TECNICA DE RADIOS LARGOS.

La principal ventaja que ofrece la técnica de radios largos es que el equipo utilizado es convencional, lo que ha hecho más común su utilización. Los yacimientos a profundidades de 2,500 a 3,000 m son buenos candidatos para desarrollarse con la técnica de radios largos. Los pozos horizontales de radio largo tienen una aplicación directa en campos costafuera donde además de cumplir la función de alcanzar al objetivo a cierta distancia de la localización en la superficie, mejora la productividad de cada pozo haciendo posible la reducción del número de pozos perforados por plataforma, utilizar plataformas más pequeñas y económicas.

La planeación, diseño y supervisión de la perforación del pozo deberá de hacerse cuidadosamente. La planeación deberá de comenzar con el establecimiento de las condiciones que se requieren de la sección horizontal. Es decir de la geometría del agujero y la selección del equipo dependerá del diámetro descado de la sección horizontal, el cual se basa en consideraciones técnicas y económicas.

La planeación y diseño de los pozos horizontales puede considerarse en cuatro etapas por separado. Estas etapas son : 1) Terminación del pozo; 2) Perforación de la sección horizontal; 3) Perforación de la sección curva y 4) perforación de la sección vertical. El diseño de cada etapa depende de la etapa anterior.⁵⁰

1) En cuanto a la terminación, se deberá considerar el tamaño de agujero, los registros a tomar, si es en agujero descubierto o ademado, con liner ranurado o tubería cementada, el centrado de la tubería de revestimiento o del liner, los procedimientos de cementación, disparos y los tratamientos futuros que se requieran.

2) En cuanto a la perforación de la sección horizontal se hace el énfasis que tiene el diseño del ensamble de perforación, la selección del fluido de perforación, hidráulica, limpieza del pozo, estabilización, selección del equipo de control direccional, control del pozo, selección de las barrenas y requerimientos del motor de fondo.

Cabe hacer notar que un descontrol de un pozo en la sección horizontal es más peligroso que en un agujero vertical, ya que se tiene un mayor intervalo productor en contacto con el agujero.

3) En la sección curva del pozo se tiene que tomar muy en cuenta la selección del punto de inicio de desviación así como el ángulo de desviación de modo que se intersecte el objetivo deseado. Otros factores a considerar son : el diseño del ensamble de perforación, el fluido de perforación, la hidráulica, la estabilización, el motor de fondo, la selección de la barrena y los requerimientos del MWD para obtener información a tiempo real.

4) La sección vertical del pozo se perfora y se adema convencionalmente. Esta sección deberá de perforarse lo más cercano a la vertical para simplificar futuros problemas en el fondo del agujero.

En yacimientos con formaciones estratificadas y mal consolidadas (como en Chicontepec) la perforación de pozos horizontales podrán ser seleccionadas con las reservas necesarias debido principalmente a los problemas de estabilidad del agujero durante la perforación y posibles colapsamientos durante y posterior a la perforación del pozo.

Un yacimiento con bajas K_v no es el más conveniente para perforar un pozo horizontal, a no ser que se planea un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, con el incremento adicional en los costos que generan la terminación con liner cementado, el trabajo de disparos, el diseño y ejecución del fracturamiento.

Los pozos horizontales han demostrado ser un éxito en yacimientos con formaciones productoras de poco espesor, sin embargo para mantener el pozo horizontal dentro del horizonte productor es necesario seleccionar el método adecuado de perforación horizontal que proporcione la precisión direccional necesaria.

En yacimientos naturalmente fracturados (Cantarell y A.J. Bermúdez) perforar un pozo horizontal sin la orientación adecuada y la profundidad adecuada, no garantizará de ninguna manera el éxito de la inversión.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La tecnología de pozos horizontales está disponible actualmente como una alternativa económica para perforar, terminar y explotar eficientemente los yacimientos petroleros.

2. Es posible sustituir de tres a cuatro pozos verticales por cada pozo horizontal perforado, obteniendo producciones de cuatro a cinco veces más y hasta veinte veces más cuando el pozo horizontal intersecta las fracturas en yacimientos naturalmente fracturados.

3. En campos costafuera, como el complejo Cantarell, es posible sustituir los 12 pozos direccionales perforados desde una plataforma fija por 3 ó 4 pozos horizontales. Considerando que en la Región Marina el costo de la perforación de un pozo de desarrollo es de 25-30 MMM\$ y para un inyector de 20-25 MMM\$ aproximadamente, el ahorro inmediato sería del orden de 300 MMM\$, sin considerar los incrementos que se obtendrán en la producción.

4. Los costos de la perforación de un pozo horizontal son de 1.4 a 2.0 mayores que para uno vertical, sin embargo la experiencia de campo ha demostrado que estos costos disminuyen una vez que la adecuación de la tecnología y la experiencia necesaria han sido adquiridas.

5. En yacimientos con horizontes productores de poco espesor, donde sería necesario la perforación de un gran número de pozos verticales para lograr su desarrollo, la perforación de unos cuantos pozos horizontales ofrece la alternativa más económica y eficiente de explotación.

6. Los pozos horizontales permiten explotar las reservas probadas, que no han podido ser desarrolladas debido a problemas técnicos y/o económicos.

7. En yacimientos con empuje por acuífero asociado o con empuje por casquete de gas al situar los pozos horizontales estructuralmente altos o bajos dentro del yacimiento reducirán las tendencias de conificación ya que requieren un abatimiento de presión mucho menor que uno vertical para producir el mismo gasto de aceite, propiciando un menor avance de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

8. En proyectos de recuperación secundaria, terciaria o mejorada, los pozos horizontales pueden incrementar notablemente el índice de inyectividad y mejorar la eficiencia de barrido del área circundante. En la inyección de fondo los pozos horizontales ofrecen la alternativa de construir una malla de inyección de agua a cierta profundidad dentro del acuífero para mantener su presión. También en la inyección frontal construyendo rampas de inyección de agua dentro del yacimiento para crear un frente (cortina) de desplazamiento y obtener un barrido más eficiente.

9. En la evaluación de yacimientos nuevos o poco explorados, los pozos horizontales permiten estudiar y definir con mayor precisión la evolución de las facies geológicas dando valiosa información para programar el desarrollo de un campo. Es necesario aclarar que los pozos horizontales nunca han sido perforados con fines exploratorios, sino más bien como pozos de desarrollo o inyectoros.

10. La aplicación más común de la tecnología de pozos horizontales es la de perforar pozos nuevos desde la superficie hasta la formación objetivo. Sin embargo existe la posibilidad de hacer reterminaciones horizontales a pozos verticales que fueron abandonados por su baja productividad o por problemas de conificación, perforando únicamente la sección curva y la sección horizontal, ahorrándose los costos de perforación de la sección vertical. Las reterminaciones pueden ser sencillas (Radios Medios) o dobles diametralmente opuestas (Radios Cortos), o radiales múltiples dentro de un mismo pozo a la misma profundidad o en diferentes estratos (Radios Ultracortos).

11. Los costos de un fracturamiento hidráulico a un pozo vertical son menores que los costos de una reterminación horizontal, sin embargo la trayectoria del pozo horizontal es perfectamente controlable mientras que el rumbo de la fractura depende exclusivamente de los esfuerzos en el subsuelo, adicionalmente la fractura tenderá a cerrarse y a declinar su producción con el paso del tiempo. La perforación de una sección horizontal de 500 m no encuentra ningún problema, sin embargo sería incosteable crear una fractura sustentada de longitud similar. Un pozo horizontal por su geometría representa un fracturamiento ideal en el cual se crea dentro del yacimiento un canal perdurable de permeabilidad infinita.

12. En yacimientos estratificados con bajas permeabilidades verticales es conveniente orientar y perforar horizontalmente, diseñando un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, perforando horizontalmente y creando un número óptimo de fracturas sustentadas a lo largo de la sección horizontal para que su explotación resulte económica (Chicontepec). Se recomienda emplear un diseño similar o modificado de los tratamientos que han resultado todo un éxito en pozos verticales o direccionales vecinos.

13. Los pozos horizontales incrementan considerablemente el área de drenaje del yacimiento y la fuerza de gravedad contribuye a hacer más eficiente el drenaje del yacimiento al pozo. El resultado neto será la obtención de un volumen de aceite producido igual o mayor que con un pozo vertical.

14. Dependiendo de los echados y tipos de trampas que presenten las estructuras productoras, en ocasiones será más conveniente perforar un pozo altamente desviado o un direccional, para lograr que el pozo desarrolle una longitud máxima dentro de la formación productora y pueda incrementar el área de drenaje del pozo.

15. Un pozo horizontal drena un volumen de un elipsoide, mientras que un pozo vertical drena un volumen de un cilindro circular recto. Aunque ambos pozos drenen el mismo yacimiento de cierto espesor, el volumen drenado por el pozo horizontal es mucho mayor que el volumen drenado por el pozo vertical, incrementando la recuperación del volumen original de hidrocarburos del yacimiento.

16. En yacimientos naturalmente fracturados, de acuerdo a los esfuerzos en el subsuelo se producen fracturas verticales o cercanas a la vertical difíciles de atravesar con pozos verticales. Esto le da un gran potencial a los pozos horizontales, que pueden ser orientados y perforados con el mismo rumbo del esfuerzo mínimo de tal forma que intersecten las fracturas del yacimiento incrementando considerablemente la producción. Se recomienda auxiliarse de las técnicas del MicroFrac y la Relajación de Esfuerzos para determinar el estado de los esfuerzos en el yacimiento.

17. Las dificultades técnicas para perforar, terminar y producir un pozo horizontal, que habían obstaculizado su popularización en las décadas pasadas, han sido resueltas por recientes adelantos introducidos por institutos y empresas especialistas en la materia, trayendo consigo un beneficio adicional que es la substancial reducción de los costos de los pozos horizontales.

18. Se recomienda utilizar el método de radios medios cuando se perforen pozos horizontales a profundidades de 300 m. a 2500 m, como es el caso del área de Chicontepec. Con este método es posible perforar agujeros con diámetros que permitan la introducción de liners ranurados así como todo tipo de herramientas. Otra característica del método de radios medios que favorece su aplicación en el área de Chicontepec, es que permite el control direccional necesario para alcanzar objetivos de poco espesor, lo cual es útil en las partes del paleocañon de Chicontepec donde se tienen estratos de poco espesor.

19. En el desarrollo de los campos en el complejo Antonio J. Bermudez con pozos horizontales, es recomendable utilizar pozos de radio largo, los cuales pueden ser perforados a profundidades del orden de 5000 metros. El método de radios medios también podrá ser aplicado si se requieren trayectorias precisas. Otro aspecto importante es que se pueden perforar en ésta Área pozos horizontales que sean inyectores para lograr el mantenimiento de presión de los yacimientos.

20. En el complejo Cantarell del Área marina, los pozos horizontales de radio largo serán más recomendables dado el gran alcance que se puede lograr con ellos desde las plataformas de perforación. En los yacimientos fracturados de ésta Área, se pueden perforar pozos orientándolos de tal manera que intersecten fracturas verticales y se pueda obtener una mayor producción.

21. Actualmente la tecnología de pozos horizontales es una herramienta disponible, probada y confiable, utilizada para desarrollar eficientemente yacimientos petroleros tanto terrestres como costafuera, reduciendo el número de pozos perforados, explotando reservas que no habían podido ser desarrolladas, reterminando pozos abandonados, abatiendo constantemente sus costos, retardando los problemas de conificación, reduciendo el abatimiento de presión, aumentando la eficiencia de barrido, mejorando la productividad e incrementando la recuperación final de hidrocarburos.

NOMENCLATURA

a	Mitad del eje mayor de una elipse que delimita el area que drena un pozo horizontal, (pies)
Ae	Area de drene, (Acres)
Bo	Factor de Volumen del Aceite, (B1/B1)
b	Mitad del eje menor de una elipse que delimita el area que drena un pozo horizontal, (pies).
dP/dS	Gradiente de presión, (atm/cm).
EXP	Función exponencial, (adimensional).
E	Función del número de agujeros de drene, (adimensional).
Fa	Relación de reemplazo, (adimensional).
Q _h	Gasto de aceite que produce un pozo horizontal, (B1/día).
Q _v	Gasto de aceite que produce un pozo vertical, (B1/día).
q _h	Gasto de aceite en flujo horizontal, (B1/día).
q _v	Gasto de aceite en flujo vertical, (B1/día).
h	Espesor neto del yacimiento, (pies).
H	Espesor de yacimiento drenado por cada agujero de drene, (pies).
J _h /J _v	Incremento de productividad de un pozo horizontal con respecto a un pozo vertical, (adimensional).
K	Permeabilidad del medio poroso, (Darcys).
K _h	Permeabilidad en el plano horizontal, (miliDarcys).
K _v	Permeabilidad en el plano vertical, (miliDarcys).
K _x	Permeabilidad en la dirección X, (miliDarcys).
K _y	Permeabilidad en la dirección Y, (miliDarcys).
K _z	Permeabilidad en la dirección Z, (miliDarcys).
L	Longitud de la sección horizontal de pozo, (pies).
W	Distancia entre un pozo horizontal y la interfase gas-aceite o agua-aceite, (pies).

L_v	Distancia entre un pozo vertical y la interfase gas-aceite o agua-aceite, (pies).
Ln	Función Logaritmo natural, (adimensional).
n	Número de agujeros de drenaje, (adimensional).
ΔP	Caja de presión del radio de drenaje al pozo, (lb/pg^2)
r_e	Radio de drenaje de pozo, (pies).
r_w	Radio de pozo, (pg).
r_{we}	Radio efectivo del pozo vertical, (pies).
R_{fv}	Resistencia al flujo en el sentido vertical, ($lb/pg^2/B/dia$).
R_{fh}	Resistencia al flujo en el sentido horizontal, ($lb/pg^2/B/dia$).
s	Factor de daño, (adimensional)
v	Velocidad de un fluido en el medio poroso, (cm/seg).

SIMBOLOS GRIEGOS

β	Factor de anisotropía, (adimensional).
δ	Distancia vertical del centro del yacimiento y la posición de la sección horizontal de pozo.
μ_o	Viscosidad del aceite, (centipoises).
ρ_o	Densidad del aceite, (g/cc).
ρ_g	Densidad del gas, (g/cc).

SUBINDICES

h	Para un pozo horizontal.
v	Para un pozo vertical.
o	Para aceite.
g	Para gas.

REFERENCIAS

1. Bosio J. and Reiss L.H., "Site Selection Remains Key to Success in Horizontal-Well Operations", Technology-Oil and Gas Journal, March 1988.
2. Andrich V., "YPF Inicia Perforación Horizontal", Petróleo Internacional, Enero-Febrero 1989.
3. Giger F.M., "Reduction du Nombre de Puits Par L'utilisation de Forages Horizontaux", Revue de L'Institut Français du Pétrole, Mai-Juin 1983.
4. Joshi S.D., "Curso de Perforación Horizontal", Instituto Mexicano del Petróleo, Junio 1990.
5. Joshi S.D., "Argumentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells", Journal of Petroleum Technology, June 1988.
6. Karlsson H. and Bitto R., "Worldwide Experience Shows Horizontal Well Success", World Oil, March 1989.
7. Joshi S.D., "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology", Society of Petroleum Engineers (16868), September 1987.
8. Karlsson H. et Al., "New Developments in Short, Medium, and Long Radius Lateral Drilling", SPE/IADC (18706), March 1989.
9. Bosio, J.C., et Al.: "Horizontal Drilling-A New Production Method", Society Of Petroleum Engineers, April 1987.
10. "Anadrill Schlumberger, Catálogo de Servicios 1990", Schlumberger, 1990

11. "Manual de Procedimientos", Superintendencia de Ingeniería de Perforación Marina, Petróleos Mexicanos, 1988.
12. "Dictionary of Petroleum Terms", Petroleum Extension Service of the University of Austin Texas.
13. "Manual de Operación del Dyna-Drill", Division of Smith International Inc., 1990.
14. Jourdan A.P., et Al., "Horizontal Well Operations-Elf Has Set Up Rules For Horizontal Drilling", Technology-Oil and Gas Journal, May 1988.
15. Maurer W.C., et Al., "Proposal to Develop and Evaluate Horizontal Drilling Technology", Drilling Engineering Association, July 1987.
16. Fincher R.W., "Short-Radius Lateral Drilling: A completion Alternative", Petroleum Engineer International, February 1987.
17. Dickinson W. et Al., "The Ultrashort-Radius Radial System", SPE Drilling Engineering, September 1989.
18. Dickinson W. And Dickinson R.W., "Horizontal Radial Drilling System", Society of Petroleum Engineers (13949), March 1985.
19. Perrin P., "Tough Logging Condition System TLCS", Schlumberger, 1990
20. "SIMPOR, Drill Pipe-Assisted Well Logging System", Institut Français Du Pétrole Industrial division, 1990.
21. Sproux A.M., et Al., "Logging Horizontal Wells : Field Practice For Various Techniques", Journal Of Petroleum Technology, October 1988.
22. "Manual MWD (Measurement While Drilling) of Smith Tools", 1989.
23. Sproux A.M., "Most Problems In Horizontal Completions Are Resolved", Oil And Gas Journal, June 1988.
24. Mc Ewen N., "Coiled Tubing-Conveyed Logging Systems", Society Of Petroleum Engineers (18350), 1988.

25. Wilson M.A., "Cementing Horizontal Wells in Preparation for Stimulation", World Oil, October 1989.
26. Byrd B. and Zamora M., " Fluids are Key in Drilling Highly Deviated Wells ", Petroleum Engineer International, February 1988.
27. Garaicochea P.F., "Temas Selectos Sobre Cementaciones de Pozos", Facultad de Ingenieria UNAM, 1986.
28. Zurdo, et Al., "Mud and Cement for Horizontal Wells", Society Of Petroleum Engineers (15464), 1986.
29. Hsiao C., "A Study of Horizontal Well Failure", Society of Petroleum Engineers (16927), 1987.
30. Aadnoy B.S. et Al., " Stability of Highly Inclined Boreholes, SPE Drilling Engineering ,December 1987.
31. "Halliburton Horizontal Completions Seminar", Halliburton Oil Field Services Group, 1990.
32. Zalesky T.E. Jr., "Inovation In Completion Technology for Horizontal Wells", Offshore, February 1989.
33. "Innovative Sand Control Technology", Howard Smith Screen Company, 1989.
34. Crook R.J., et Al., "Deviated Wellbore Cementing: Part 2-Solutions", Journal of Petroleum Technology, August 1987.
35. Parcevaux P., "Guides Emerge for Cementing Horizontal String", Oil And Gas Journal, October 1987.
36. Wilson M.A., "Cementing Horizontal Wells in Preparati6n for Stimulation", World Oil, October 1989
37. Wilson M.A. and Sabins F.L., "A Laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells", Society of Petroleum Engineers (16928), 1987.
38. "Tubing Conveyed Perforating - TCP", Schlumberger, December 1989.
39. Welrich J.B. et Al., "Perforation The Horizontal Well: Design and Techniques Prove Successful", Society of Petroleum Engineers (16929), September 1987.

40. Zimmerman J.C. et Al., "Selection of Tools for Stimulation in Horizontal Cased Holes", Society of Petroleum Engineers (18995), 1989.
41. Ialas S.C., "Apuntes de Reparación y Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM, 1988.
42. Economides M.J. et Al., "Performance and Stimulation of Horizontal Wells", World Oil, June 1989.
43. Economides M.J. et Al., "Matrix Stimulation Method for Horizontal Wells", Society of Petroleum Engineers (19719), 1989.
44. Soliman M. et Al., "Planning Hidraulically Fractured Horizontal Completions", World Oil, September 1989.
45. Soliman M.Y. et Al., " On Fracturing Horizontal Wells", Society of Petroleum Engineers (18542), 1988.
46. Reiss, L.H., "Production From Horizontal Wells After 5 Years, Journal Of Petroleum Technology, November 1987.
47. Montigni O., et Al., "Hole Benefits, Reservoir Types Key to Profit, Oil and Gas Journal, April 11 1988.
48. B.C Craft and M.F. Hawkins "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall, 1959, New Jersey, E.U.A.
49. Karchor B. et Al "Some Practical Formulas To Predict horizontal Well Behaviour, Society of Petroleum Engineers (15430), 1986.
50. Giger et Al., "Horizontal Well Techniques in Heterogeneous Reservoirs", Society of Petroleum Engineers (13710), 1985.
51. Dussert P. et Al., "A Decade of Drilling Developements Pays off in Offshore Italian Oil Field", Oil and Gas Journal, February 1988.

52. Giger F.M., "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling", Society of Petroleum Engineers (13024), September 1984.

53. Reiss L.H. et Al., "Offshore and Onshore European Horizontal Wells", Offshore Technology Conference (4791), May 1984.

54. Marmisolle D. y col., "Evaluación de Formaciones en México Well Evaluation Conference (WEC)", Schlumberger México, Septiembre de 1984.

55. Pérez Matus J.D. y Espino Moreno A., "Información Geológica Para el Desarrollo de Algunas Estructuras en la Sonda de Campeche", IMP PEMEX, Diciembre 1983.

56. Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, División Evaluación de Pozos, Región Marina, Mayo 1991.

57. Astier B. y Jourdan A., "Un Pozo Elf se Desvía 90° y Permanece Horizontal", IFP-Elf Aquitaine.

58. Superintendencia de Ingeniería de Producción, División Operación, Región Marina, Mayo 1991.

59. Mahony B.J., "Horizontal Drilling Use On The Rise: How and Why", World Oil, October 1988.

60. Loreto E., et Al., "Apuntes de Recuperación Secundaria", Facultad de Ingeniería U.N.A.M., 1985, México.

APENDICE A

CALCULO DEL PUNTO DE INICIO DE DESVIACION (KOP) Y AJUSTE DE LA SECCION TANGENTE

A continuación se presenta un ejemplo para determinar el punto de inicio de desviación (KOP). Durante la perforación de la sección de incremento del ángulo la severidad se incrementará y mediante una sección tangente ajustaremos la trayectoria del pozo horizontal.⁴

Datos:

Se programa la perforación de un pozo horizontal en un yacimiento con la siguiente información:

Esposor:	100 pies
Cima:	8,960 pies
Objetivo (H_{Tot}):	9,000 pies
Contacto agua-aceite:	9,060 pies
Severidad:	8°/100 pies

Se desea penetrar la parte superior del objetivo a 9,000 pies verticales. Se planea instalar posteriormente el bombeo electrocentrífugo como sistema artificial de producción en la sección tangente (agujero recto perforado a $\pm 45^\circ$) del pozo horizontal, para minimizar los problemas de instalación y mantenimiento del sistema de bombeo. Esta sección tangente

permite ajustar las variaciones en la severidad de incremento del ángulo que normalmente se presentarán durante la perforación real de la sección curva.

La experiencia de campo recomienda que la longitud mínima de la sección tangencial es de 120 pies (37 m) ya que esta longitud permite la calibración exacta de la herramienta MWD y es perforada con un ángulo de inclinación en el rango de 40-50 grados.⁴

ECUACIONES UTILIZADAS:

$$R_c = \left(\frac{180^\circ * PD}{\pi} \right) / \beta$$

donde:

R_c = Radio de curvatura, pies
 PD = Profundidad desarrollada, pies
 β = Severidad de la desviación, grad/m
 π = 3.1416

Si β esta en grad/m, con $PD= 1$ m :

$$R_c = (180 * 1 / \pi) / \beta = (180 / \pi) / \beta = 57.298 / \beta$$

Si β esta en grad/100 pies, con $PD= 100$ pies:

$$R_c = (180 * 100 / \pi) / \beta = (18000 / \pi) / \beta = 5730 / \beta$$

PARA LAS SECCIONES CURVAS (Sección de Incremento del Ángulo y la Sección de Aproximación al Objetivo):

$$L = 100 (I_2 - I_1) / \beta$$

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

$$H = R_c (\text{Cos } I_1 - \text{Cos } I_2)$$

donde:

L = Longitud de la Curva, pies
 I_1 = Ángulo Inicial, grad
 I_2 = Ángulo Final, grad
 V = Desplazamiento Vertical, pies
 H = Desplazamiento horizontal, pies

PARA LA SECCION TANGENCIAL:

$$V_t = L_t \cos I_t$$

$$H_t = L_t \sin I_t$$

donde:

V_t = Despl. Vertical de la Sección Tangencial, pies

H_t = Despl. Horizontal de la Sección Tangencial, pies

L_t = Longitud de la Sección Tangencial, 120 pies

I_t = Angulo de la Sección Tangencial, 50°

Nota. Ver la Fig. A.1 y A.2 donde se muestra la trayectoria teórica del pozo horizontal.

CALCULOS:

Radio de curvatura con una severidad de (8°/100 pies) perforados:

$$R_c = 5730/8 = 716 \text{ pies}$$

Sección de Incremento:

$$V_1 = 716 (\sin 50^\circ - \sin 0^\circ) = 549 \text{ pies}$$

$$H_1 = 716 (\sin 50^\circ - \cos 50^\circ) = 256 \text{ pies}$$

$$L_1 = 100 (50^\circ - 0^\circ)/8 = 625 \text{ pies}$$

Sección Tangente:

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

$$V_t = 120 (\cos 50^\circ) = 77 \text{ pies.}$$

$$H_t = 120 (\sin 50^\circ) = 92 \text{ pies.}$$

Sección de Aproximación:

$$V_2 = 716 (\sin 90^\circ - \sin 50^\circ) = 168 \text{ pies.}$$

$$H_2 = 716 (\cos 90^\circ - \cos 50^\circ) = 460 \text{ pies.}$$

$$L_2 = 100 (90^\circ - 50^\circ)/8 = 500 \text{ pies.}$$

Desplazamiento Horizontal Programado con (8°/100 pies):

$$H_t = H_1 + H_2 + H_t = 256 + 460 + 92 = 808 \text{ pies.}$$

Longitud Programada de la Curva con (8°/100 pies):

$$L_T = L_1 + L_2 + L_t = 625 + 500 + 120 = 1245 \text{ pies.}$$

Desplazamiento Vertical Programado con (8°/100 pies):

$$V_T = V_1 + V_2 + V_t = 549 + 168 + 77 = 794 \text{ pies.}$$

La Profundidad de Inicio de Desviación (KOP) es:

$$KOP = H_{tot} - V_T = 9000 - 794 = 8206 \text{ pies}$$

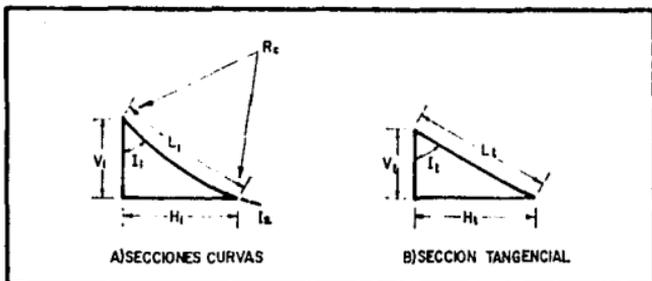


FIG.A.1._ DIAGRAMAS PARA SECCIONES CURVAS Y TANGENCIAL.⁴

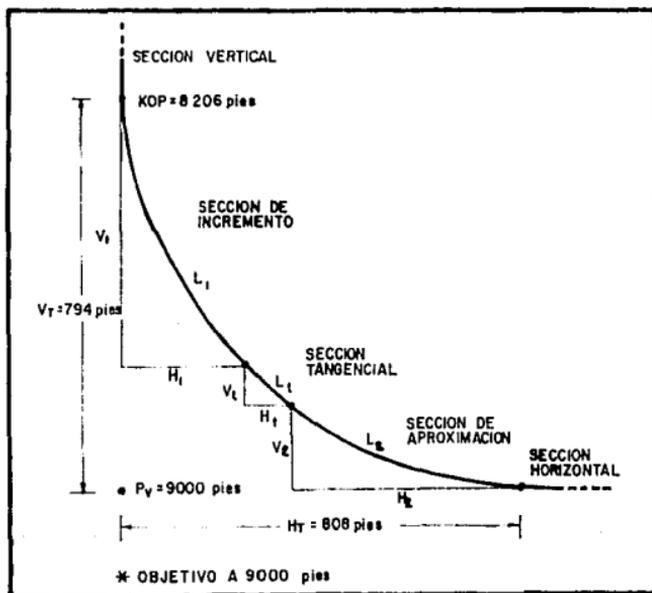


FIG.A.2...SECCION CURVA PROGRAMADA CON UNA SEVERIDAD INICIAL DE 8°/1000 pies.⁴

Profundidad Desarrollada al Término de la Sección Curva:

$$PD = KOP + L_T = 8206 + 1245 = 9451 \text{ pies.}$$

Profundidad Vertical Verdadera:

$$PV = KOP + V_T = 8206 + 794 = 9000 \text{ pies.}$$

Un resumen de los cálculos anteriores se detallan en la Fig.

A.2.

COMENTARIOS:

Se inició la perforación de la sección de incremento del ángulo a partir del punto de inicio de desviación (KOP) a 8,206 pies, sin embargo la severidad real durante la perforación se incrementó a $9.5^\circ/100$ pies desviándonos del objetivo inicial, siendo necesario ajustar la longitud de la sección tangencial para poder alcanzar los 90° y penetrar horizontalmente la zona productora a la profundidad programada de 9000 pies verticales.

Radio de curvatura con una severidad de $(9.5^\circ/100 \text{ pies})$:

$$R_c = 5730/9.5 = 603 \text{ pies}$$

Sección de Incremento:

$$V_1 = 603 (\text{Sen } 50^\circ - \text{Sen } 0^\circ) = 462 \text{ pies}$$

$$H_1 = 603 (\text{Sen } 50^\circ - \text{Cos } 50^\circ) = 216 \text{ pies}$$

$$L_1 = 100 (50^\circ - 0^\circ)/9.5 = 526 \text{ pies}$$

Sección Tangente:

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

$$V_t = 120 (\text{Cos } 50^\circ) = 77 \text{ pies}$$

$$H_t = 120 (\text{Sen } 50^\circ) = 92 \text{ pies}$$

Sección de Aproximación:

$$V_2 = 603 (\text{Sen } 90^\circ - \text{Sen } 50^\circ) = 141 \text{ pies}$$

$$H_2 = 603 (\text{Cos } 90^\circ - \text{Cos } 50^\circ) = 388 \text{ pies}$$

$$L_2 = 100 (90^\circ - 50^\circ)/9.5 = 421 \text{ pies}$$

Desplazamiento Horizontal Real con $(9.5^\circ/100 \text{ pies})$:

$$H_T = H_1 + H_2 + H_t = 216 + 92 + 388 = 696 \text{ pies.}$$

Longitud Real de la Curva con $(9.5^\circ/100 \text{ pies})$:

$$L_T = L_1 + L_2 + L_t = 526 + 421 + 120 = 1067 \text{ pies.}$$

Desplazamiento Vertical Real con (9.5°/100 pies):

$$V_T = V_1 + V_2 + V_t = 462 + 141 + 77 = 680 \text{ pies.}$$

Profundidad Desarrollada al Termino de la Sección Curva:

$$PD = KOP + L_T = 8206 + 1067 = 9273 \text{ pies.}$$

Profundidad Vertical Verdadera:

$$PV = KOP + V_T = 8206 + 680 = 8886 \text{ pies.}$$

Por lo tanto penetraremos arriba de los 9000 pies, con un error de: $E = 9000 - 8886 = 114$ pies arriba del objetivo.

De esta forma comprobamos que no penetraremos la formación productora a la profundidad programada al alcanzar los 90° de desviación como se muestra en la Fig.A.3.

La solución es perforar ahora la sección tangencial ajustando su longitud, considerando que la severidad de 9.5°/100 pies se mantendrá constante con el ensamble de fondo utilizado durante la perforación de la sección de aproximación hasta alcanzar los 90° de desviación.

AJUSTE DE LA SECCION TANGENTE

El desplazamiento vertical de las dos secciones curvas es de:

$$V_3 = V_1 + V_2 = 462 + 141 = 603 \text{ pies}$$

El desplazamiento vertical que deberá tener toda la sección curva para alcanzar los 9000 pies es:

$$V_T = H_{tot} - KOP = 9000 - 8206 = 794 \text{ pies.}$$

El desplazamiento vertical que debo tener la sección tangente la obtenemos al restar el desplazamiento vertical de las dos secciones curvas

$$V_t = H_{tot} - V_3 = 794 - 603 = 191 \text{ pies.}$$

Despejando L_t de la ecuación para la sección tangencial tenemos:

$$V_t = L_t \text{ Cos } I ;$$

$$L_t = V_t / \text{Cos } I = 191 / \text{Cos } 50^\circ = 297 \text{ pies.}$$

$$H_t = 297 \text{ Sen } 50^\circ = 227 \text{ pies.}$$

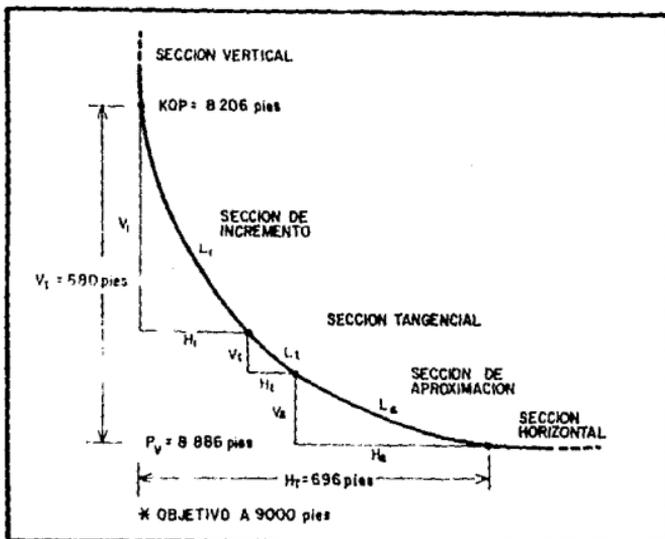


FIG. 3...SECCION CURVA REAL CUANDO LA SEVERIDAD SE INCREMENTA A 95° 1100 pies.⁴

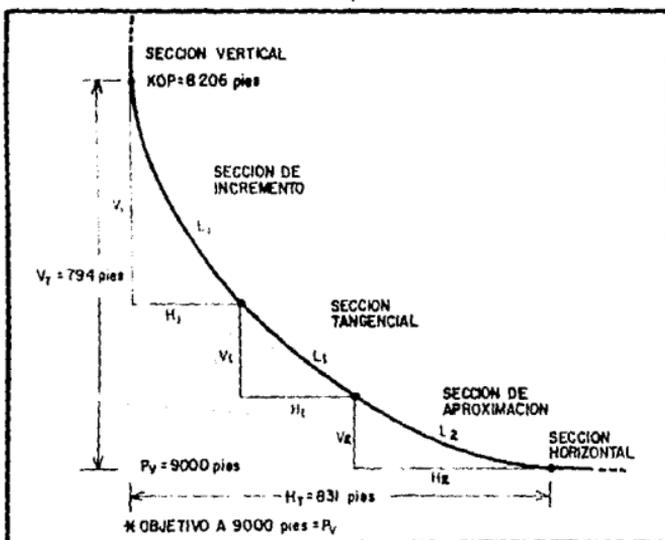


FIG. A.4...SECCION CURVA AJUSTADA PARA PENETRAR HORIZONTALMENTE A LA PROFUNDIDAD PROGRAMADA.⁴

comprobando el ajuste tenemos que:

$$V_t = 297 \cos 50^\circ = 191 \text{ pies.}$$

$$H_{\text{tot}} = KOP + V_1 + V_2 + V_t = 8206 + 462 + 191 + 141 = 9000 \text{ pies.}$$

Desplazamiento Horizontal Corregido con $(9.5^\circ/100 \text{ pies})$:

$$H_T = H_1 + H_2 + H_t = 216 + 388 + 227 = 831 \text{ pies.}$$

Longitud Corregida de la Curva con $(9.5^\circ/100 \text{ pies})$:

$$L_T = L_1 + L_2 + L_t = 526 + 421 + 297 = 1244 \text{ pies.}$$

Desplazamiento Vertical Corregido con $(9.5^\circ/100 \text{ pies})$:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_t = 462 + 141 + 191 = 794 \text{ pies.}$$

Profundidad Vertical verdadera:

$$PV = KOP + V_T = 8206 + 794 = 9000 \text{ pies.}$$

En conclusión será necesario corregir los 120 pies de sección tangente y perforar ahora 297 pies con un ángulo real de $9.5^\circ/100 \text{ pies}$ para poder penetrar a la formación productora a la profundidad programada de 9000 pies verticales Fig.A.4.⁴

Aunque se pueden presentar variaciones en la sección de aproximación se sabe que una vez levantado el ángulo de inclinación las variaciones en el rumbo y el ángulo del pozo son mínimos, si los hubiere se recurre al control de los parámetros de perforación (peso sobre la barrena, rotación, etc.) para ajustarlos y penetrar al objetivo con el ángulo y rumbo a la profundidad programada.

Por regla de campo es más conveniente programar la perforación de tal forma que la sección de incremento del ángulo quede estructuralmente alta y posteriormente ajustar la longitud de la sección tangente.⁴

APENDICE B

MOTORES DE FONDO

Un motor de fondo consta de un rotor hidráulico de desplazamiento positivo que se utiliza como una máquina perforadora de fondo. La característica principal de este método de operación, es que la barrena se acciona sin necesidad de girar la tubería de perforación desde la superficie.

Las ventajas sobre los métodos convencionales de perforación rotatoria son las siguientes:

1. Se ubica la potencia de giro en la barrena.
2. Incrementa considerablemente la velocidad de la barrena.
3. Reduce el desgaste de la tubería de perforación.
4. Facilita las operaciones de perforación a mayor profundidad.
5. Perfora con mayor precisión agujeros desviados.

Al bombear el fluido a presión al interior del motor, dicho fluido se dirige hacia abajo a través de las áreas vacías que existen entre el rotor y el pasaje espiral (recubierto de hule) del estator. La presión de la columna de fluido desplaza y hace

girar el rotor dentro del estator, lo que a su vez acciona la varilla de conexión, la flecha motriz hueca y por último la barrena colocada en el extremo de la herramienta (Fig.B.1).^{14,15}

El motor de fondo consta de cinco componentes básicos:

1. El ensamble de la válvula de paso doble.

Este ensamble consta básicamente de un pistón deslizante, un asiento de manga, un resorte y orificios exteriores. El motor de fondo no permite el flujo de fluido al interior o al exterior de la tubería de perforación, a menos que el motor esté operando. La válvula está diseñada de tal modo que desvía del motor el fluido de perforación y permite el llenado de la tubería de perforación mientras esta se introduce en el agujero. Por otra parte, permite el drenado del fluido al sacar la sarta o al hacer una conexión.

Al bombear fluido a través de la sarta de perforación, el pistón desciende y es forzado contra un asiento, con lo cual se obstruyen los orificios externos. Al dejar de bombear, el resorte hace que el pistón regrese a la posición superior u "orificios abiertos".

2. El ensamble del motor.

El motor de la herramienta es una bomba tipo helicoidal que se utiliza en una aplicación inversa, normalmente el rotor o flecha de la bomba gira para forzar el fluido a través de la bomba. Sin embargo, con el motor de fondo el fluido bombeado a través de la herramienta hace que gire la flecha, con lo cual transforma la bomba en un motor de desplazamiento positivo accionado por el fluido de perforación. El motor consta de dos partes:

Estator o cubierta exterior estacionaria.

El cuerpo exterior de la herramienta está constituido por el tubo del estator recubierto con un compuesto especial similar al hule neopreno para crear una cavidad espiral de sección transversal cilíndrica a lo largo de toda su longitud. El recubrimiento está moldeado con un elastómetro, especialmente

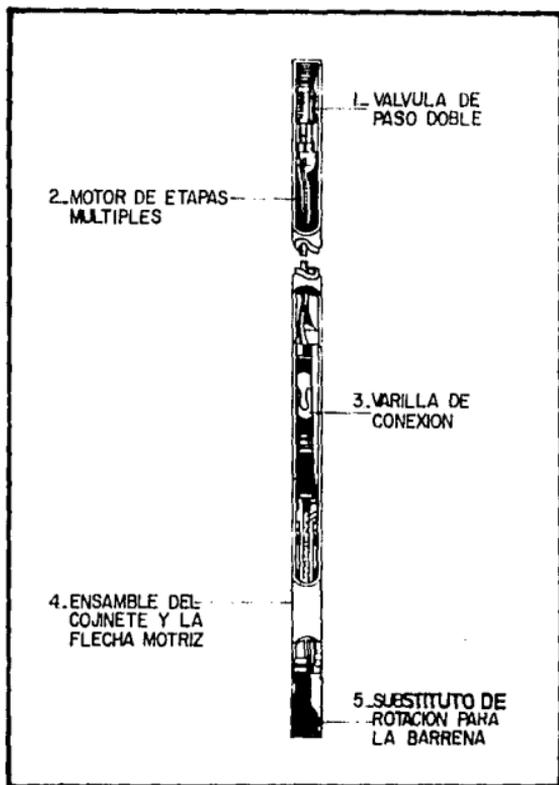


FIG.B.1.- COMPONENTES BASICOS DE UN MOTOR DE FONDO.¹³

formulado para obtener una alta resistencia a la abaración y a los hidrocarburos, en el proceso de moldeo se crea una ranura de espiral doble. Sobre el estator de hule y en los puntos de unión sobre la flecha espiral del rotor se forma un sello continuo a todo lo largo del motor.

Rotor o flecha giratoria interna.

El rotor es una flecha helicoidal de acero, maquinada a partir de una barra de una aleación sencilla de acero y recubierta con cromo duro para reducir el desgaste por la abaración, dicho rotor es excentrico en ambos extremos y tiene la forma de una onda senusoidal. La flecha gira a medida que el fluido es forzado a través del motor.

3. El ensamble de la varilla de conexión.

La varilla de conexión transmite el torque al ensamble de la flecha motriz, dicha varilla convierte la rotación excentrica del rotor a la rotación concéntrica de la flecha motriz.

La flexibilidad del ensamble de la varilla de conexión se logra mediante dos uniones universales opuestas. Dichas uniones están protegidas con camisas reforzadas de hule, llenas de grasa para evitar que la unión universal se contamine con el fluido de perforación.

4. El ensamble del cojinete y la flecha motriz.

La potencia giratoria del motor se transmite a la barrena mediante una flecha motriz apoyada sobre cojinetes (baleros). Los cojinetes principales son:

Cojinete superior de carga.

Este cojinete soporta el efecto hidrúlico del pistón o la carga sobre la herramienta al sacarla del fondo o cuando no se ejerce peso sobre la barrena.

Cojinete radial y Reductor de flujo.

La parte superior está diseñada para servir como un balero auxiliar. El laberinto del reductor de flujo, está diseñado para medir o restringir el paso del fluido a través de la sección de

cojinetes, este reductor de fluido permite que un 5% a un 10 % del volumen total del fluido a través de los cojinetes y está diseñado para soportar una caída de presión de 150 a 500 lb/pg². La mayor parte del fluido de perforación entra en la flecha motriz arriba del cojinete superior y sale a través de la barrena.

Cojinete inferior de carga.

Es un cojinete con canicas para trabajo pesado y baja fricción diseñado para aguantar la carga ejercida sobre la barrena en el fondo del agujero.

5. Sustituto de rotación para la barrena.

Esta es la única parte externa giratoria de la herramienta constituye la parte inferior de la flecha motriz y es donde se conecta la barrena.

En la Tabla B.1 aparece el volumen de fluido requerido para desarrollar la potencia óptima para cada diámetro de herramienta y condiciones de operación recomendadas.¹⁹

El fluido de perforación entra a la herramienta a través de la válvula de paso doble y fuerza hacia abajo el pistón con lo que se cierran los orificios, posteriormente el fluido entra al motor por el espacio que existe entre el rotor espiral y el estator, continua a través de la herramienta, por el espacio existente entre la varilla de conexión y la cubierta.

Al entrar al ensamble del cojinete y la flecha motriz, aproximadamente el 90% ó 95% del fluido pasa por los orificios colocados en la parte superior de la flecha motriz y por último sale a través de la barrena. El 5% ó 10% restante del fluido, pasa a través del cojinete marino para lubricar y enfriar dicho cojinete y el cojinete inferior de carga. A continuación este fluido sale por encima de la barrena.

TABLA B.1.- CONDICIONES DE OPERACION RECOMENDADAS CON MOTORES DE FONDO.¹¹

DIAM. EXT. DEL MOTOR DE FONDO (pg)	VOLUMENES RECOMENDADOS (gpm)	PRESION DIFERENCIAL RECOMENDADA (lb/pg ²)	VEL. APROX. DE LA BARRENA (r. p. m.)	TORQUE APROXIMADO (pies-lb)
1 3/4 M.S.	20	250	875	8-8
2 3/8 M.S.	25	1000	1100	38
3 7/8 M.S.	130	600	420	325
5 D.D.	225	250	460	283
6 1/2 D.D.	325	250	410	467
7 3/4 D.D.	400	250	310	700
9 5/8 D.D.	600	250	350	1080
5 S.H.	250	250	380	400
6 1/2 S.H.	350	250	360	625
7 3/4 S.H.	450	250	320	935
5 H.S.	250	500	760	400
6 1/2 H.S.	350	500	720	625

M.S. = HERRAMIENTA MICRODELGADA

D.D. = HERRAMIENTA DIRECCIONAL

S.H. = HERRAMIENTA PARA AGUJERO VERTICAL

H.S. = HERRAMIENTA DE ALTA VELOCIDAD

El motor de fondo opera en forma efectiva con casi todos los tipos de fluidos de perforación. La capacidad del motor de fondo está más relacionada con la cantidad de fluido de perforación utilizado, que con el tipo de fluido.

Cuando la barrena toca el fondo y se ejerce peso sobre ella, la presión del fluido aumenta. Este incremento de presión es directamente proporcional al peso ejercido sobre la barrena, o bien al torque requerido y se conoce como la pérdida o caída de presión a través de la herramienta.

A medida que se agrega más peso, la presión se incrementará hasta alcanzar el máximo incremento de presión. En este punto se produce el torque máximo y el motor se atasca.

La presión máxima o presión de atascamiento se detecta cuando el manómetro de lodo registra un cambio de varios cientos de lb/pg^2 y esta lectura no varía aunque se adicione más peso a la barrena.

Cuando esto ocurre, se rompe el sello que existe entre el rotor y el estator de hule, y el fluido de perforación pasa a través del motor sin hacer que gire la barrena.

Esto constituye un dispositivo de seguridad en caso de que la barrena se atasque por un derrumbe del agujero, la circulación de lodo continua a través del motor de fondo, aun cuando la herramienta no gire, si el motor se atasca el peso excesivo sobre la barrena deberá quitarse ya que de seguir bombeando a través del motor el daño causado puede ser considerable.

APENDICE C

INFLUENCIA DE LA ANISOTROPIA

En un yacimiento de espesor h , K_H representa la permeabilidad en el sentido horizontal y K_V representa la permeabilidad en el sentido vertical. Muskat, demostró que la influencia de la anisotropía se puede considerar modificando el eje vertical z por $z(K_H/K_V)^{0.5}$ utilizando una permeabilidad efectiva $(K_V K_H)^{0.5}$. Por lo tanto, las ecuaciones de flujo horizontal (4.4), (4.5) y (4.6) se modifican resultando lo siguiente:

$$q_1 = \frac{2\pi (K_H K_V)^{0.5} \Delta P / (\mu B_o)}{\text{Ln} \left[\frac{a + (a^2 - (L/2)^2)^{0.5}}{(L/2)} \right]} \quad (\text{C.1})$$

$$q_1^* = q_1 h (K_H K_V)^{0.5} \quad (\text{C.2})$$

$$\text{RfH} = \frac{\mu B_o}{2\pi K_H} \text{Ln} \left[\frac{a + (a^2 - (L/2)^2)^{0.5}}{(L/2)} \right] \quad (\text{C.3})$$

Para el flujo vertical de un pozo horizontal de longitud L , las ecuaciones (4.7), (4.8) y (4.9) se modifican de la siguiente manera :

$$q_2 = \frac{2\pi (K_V K_H)^{0.5} \Delta P / (\mu B_o)}{\ln (h/2 rw)} \quad (C.4)$$

$$q_2^* = q_2 L (K_V/K_H)^{0.5} \quad (C.5)$$

$$Rf_V = \frac{\mu B_o}{2\pi K_V L} \ln (h / 2\pi rw) \quad (C.6)$$

De la ecuacion (4.10) : $Rf_H + Rf_V = \Delta P/q_H$

Despejando q_H :

$$q_H = \frac{2\pi K_H h \Delta P / (\mu B_o)}{\ln \left[\frac{a + (a^2 - (L/2)^2)^{0.5}}{(L/2)} \right] + \frac{\beta^2 h}{L} \ln \left[\frac{h}{2 rw} \right]} \quad (C.7)$$

Donde : $\beta = (K_H/K_V)^{0.5}$

La ecuación (C.7) es más rigurosa que la ecuación (4.23), sin embargo hay una diferencia menor al 14% en el valor del índice de productividad calculado con ambas ecuaciones, cuando $L > 0.4 \beta h$. En general, la ecuación (C.7) arroja valores ligeramente mayores que la ecuación (4.23). No obstante, las dos ecuaciones se pueden utilizar para fines de cálculo de ingeniería.

$$\frac{reh^2}{rev^2} \ln \left[\frac{reh}{rwe} \right] = \ln \left[\frac{rev}{rw} \right] \quad (D.5)$$

$$\ln \left[\frac{reh}{rwe} \right] \left(\frac{reh^2}{rev^2} \right) = \ln \left[\frac{rev}{rw} \right] \quad (D.6)$$

Aplicando antilogaritmos:

$$\left[\frac{reh}{rwe} \right] \left(\frac{reh^2}{rev^2} \right) = \left[\frac{rev}{rw} \right] \quad (D.7)$$

Substituyendo la ecuación (D.2) en la ecuación (D.7) se tiene que:

$$\left[\frac{reh}{rwe} \right] Fr = \left[\frac{rev}{rw} \right] \quad (D.8)$$

Despejando el radio efectivo del pozo rwe :

$$rwe = rw (Fr)^{0.5} \left[\frac{rw}{rev} \right]^{(1/Fr)-1} \quad (D.9)$$

Por otro lado, reacomodando términos en la ecuación (4.28) se tiene que :

$$rwe = \frac{(reh L/2)(2rw/\beta h)^{(\beta h/L)}}{a \left[1 + \left(1 - \frac{1}{Fr} \left(\left[\frac{L}{2a} \right] \left[\frac{reh}{rev} \right] \right)^2 \right)^{0.5} \right]} \quad (D.10)$$

Finalmente, para calcular la relación de reemplazo, se resuelven simultáneamente las ecuaciones D.9 y D.10.

APENDICE D

CALCULO DE LA RELACION DE REEMPLAZO (FR)

Se tiene una área A de un yacimiento que se quiere desarrollar. Para drenar el aceite de ese yacimiento se necesitan N_v pozos verticales de los cuales cada uno drena una área A_v . La otra opción es producir ese aceite con N_h pozos horizontales, drenando cada pozo una área A_h .³ Es decir :

$$A = N_v A_v = N_h A_h = N_v \pi (r_{ev})^2 = N_h \pi (r_{eh})^2 \quad (D.1)$$

La relación de reemplazo se define como el número de pozos verticales que se requirieron para producir el mismo gasto que un pozo horizontal:

$$F_R = N_v/N_h = (r_{eh}/r_{ev})^2 \quad (D.2)$$

Giger⁽⁸⁾ define el índice de productividad areal como sigue:

$$J_a = J/Ad \quad (D.3)$$

Suponiendo que el índice de productividad areal es igual para pozos horizontales que para pozos verticales obtenemos:

$$\left[\frac{2 K_o h / \mu_o}{B_o \ln (r_{ev}/r_w) r_{ev}^2} \right] = \left[\frac{2 K_o h / \mu_o}{B_o \ln (r_{eh}/r_{we}) r_{eh}^2} \right] \quad (D.4)$$