



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PERFORACION HORIZONTAL

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

presentan:

ARTURO MENDOZA AGUILAR

RICARDO PICHARDO HERNANDEZ



México, D F.

22000

Enero, 2000



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-079

**SRES. ARTURO MENDOZA AGUILAR
RICARDO PICHARDO HERNANDEZ**
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Quím. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

PERFORACION HORIZONTAL

- I INTRODUCCION
- I PROPOSITO DE LA PERFORACION HORIZONTAL
- II CONDICIONES PARA SU APLICACION
 - Tipos de yacimientos
 - Diseño del ángulo de desviación
 - Equipo Mecánico
 - Sistema hidráulico
- III PROBLEMAS QUE HA PRESENTADO Y MEDIOS EMPLEADOS EN SU SOLUCION
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a ustedes cumplir con la disposición de la Coordinación de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 27 de julio de 1990
EL DIRECTOR


DANIEL RESENDIZ NUNEZ

DRN'RJPYS'gtg


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

FACULTAD DE INGENIERIA.

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

ALUMNOS: MENDOZA AGUILAR ARTURO. 8213801-1

PICHARDO HERNANDEZ RICARDO. 8242865-5

TEMA DE TESIS:

"PERFORACION HORIZONTAL"

DIRECTOR DE TESIS:

Q. ROSA DE JESUS HERNANDEZ ALVAREZ.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: Dr. DANIEL GARCIA GAVITO.

VOCAL: Q. ROSA DE JESUS HERNANDEZ ALVAREZ.

SECRETARIO M. I. JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ.

1^{ER}. SUPLENTE: ING. NORMA A. GARCIA MUÑOZ.

2^º SUPLENTE: M. I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

The image shows four handwritten signatures on a document with horizontal lines. The signatures are written in black ink. The first signature is the largest and most legible, appearing to read 'Daniel Garcia Gavito'. The second signature is smaller and less legible, possibly 'Rosa de Jesus Hernandez Alvarez'. The third signature is also smaller and less legible, possibly 'Joaquin Mendiola Sanchez'. The fourth signature is the smallest and least legible, possibly 'Norma A. Garcia Muñoz'.

CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F. ENERO DE 2000.

PERFORACION HORIZONTAL

CONTENIDO.

	PAGINA
INTRODUCCION.	1
DEFINICIÓN.	1
ANTECEDENTES.	2
HISTORIA.	3
CAPITULO I. PROPOSITO DE LA PERFORACION HORIZONTAL.	12
I.1 YACIMIENTOS CON FRACTURAS VERTICALES.	12
I.2 YACIMIENTOS QUE TIENEN PROBLEMAS DE CONIFICACION DE AGUA Y/O GAS.	13
I.3 YACIMIENTOS CON HORIZONTES PRODUCTO -- RES DE POCO ESPESOR.	15
I.4 TRABAJOS DE RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE (EOR).	16
I.5 CAMPOS COSTA AFUERA.	16
I.6 EXPLORACION Y DESARROLLO DE YACIMIEN -- TOS.	16
CAPITULO II. CONDICIONES PARA SU APLICACION.	17
II.1 TIPOS DE YACIMIENTO.	17
II.2 DISEÑO DEL ANGULO DE DESVIACION.	21
II.2.1 METODO DE RADIO LARGO.	23
II.2.2 METODO DE RADIO MEDIO.	25
II.2.3 METODO DE RADIO CORTO.	26
II.2.4 METODO DE RADIO ULTRACORTO.	27

II.3 EQUIPO MECANICO.	28
II.3.1 METODO DE RADIO LARGO.	31
II.3.2 METODO DE RADIO MEDIO.	34
II.3.3 METODO DE RADIO CORTO.	36
II.3.4 METODO DE RADIO ULTRACORTO.	39
II.4 EJEMPLOS DE APLICACIÓN.	43
II.4.1 EJEMPLO 1.	43
II.4.2 EJEMPLO 2.	44
II.5 SISTEMA HIDRAULICO.	46
II.6 FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS PARA PERFORAR POZOS HORIZONTALES.	50
CAPITULO III. PROBLEMAS QUE HA PRESENTADO Y MEDIOS EMPLEADOS EN SU SOLUCION.	55
III.1 PROBLEMAS.	55
III.1.1 PERFORANDO EN PRESENCIA DE BROTES.	55
III.1.2 PERDIDAS DE CIRCULACION.	56
III.1.3 FUGA EN LOS SELLOS DEL CABEZAL ROTATO -- RIO.	57
III.1.4 DESCONTROL DEL POZO AL SACAR LA TUBE --- RIA.	57
III.1.5 PRESENCIA DE BROTES EN YACIMIENTOS --- FRACTURADOS.	58
III.1.6 USO DEL PREVENTOR ANULAR.	59
III.1.7 PEGADO DE TUBERIA.	59
III.1.8 SACANDO LA TUBERIA DEL POZO BAJO PRE ---- SION.	59
III.1.9 MANO DE OBRA NO CALIFICADA.	60
III.1.10 CARENCIA DE TANQUES PARA MANEJAR UN BROTE.	60
III.2 CASOS EN CAMPO.	61
III.2.1 CONIFICACION DE AGUA.	61
III.2.1.1 CAMPO ROSPO MARE.	61
III.2.1.2 CAMPO HELDER, COSTA DE HOLANDA.	63
III.2.2 CONIFICACION DE GAS.	65
III.2.2.1 EMPIRE ABO UNIT, NUEVOMEXICO.	65

III.2.3 CONIFICACION DE AGUA Y GAS.	66
III.2.3.1 COSTA AFUERA DE AUSTRALIA.	66
III.2.3.2 PRUDHOE BAY, ALASKA.	67
III.2.3.3 YACIMIENTO TROLL, COSTA AFUERA NORUE -- GA.	70
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	72
BIBLIOGRAFIA.	76

INTRODUCCION.

Durante ya mucho tiempo se han buscado fuentes de energía alternas a los hidrocarburos con la finalidad de sustituirlos; pero hasta la fecha, no se ha encontrado otra opción capaz de sustentar la demanda energética mundial. Esto es un indicativo de que los hidrocarburos continuarán siendo, por un buen tiempo, la principal fuente de energía utilizable para el desarrollo económico mundial.

Ante este panorama, la industria petrolera debe de mejorar y optimizar todas sus actividades encaminadas a la explotación de los hidrocarburos. La ingeniería petrolera, consciente de esta necesidad, se encuentra en una búsqueda constante de nuevas tecnologías que permitan una máxima recuperación de hidrocarburos del yacimiento. La PERFORACION HORIZONTAL o PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES es una de estas tecnologías que se presenta como una alternativa para solucionar el reto de mejora y optimización, tanto de recursos como del proceso, de la explotación de hidrocarburos y así lograr incrementar la productividad de los pozos, logrando una mayor recuperación.

El propósito de la presente tesis es explorar y dar a conocer los conceptos fundamentales de la PERFORACION HORIZONTAL, mostrando su propósito, presentando las condiciones necesarias para su aplicación, exponiendo algunos casos en donde ha sido utilizada y analizando los problemas que se presentaron en su aplicación así como las soluciones que se encontraron para afrontarlos.

DEFINICION.

El término pozo horizontal es un poco vago, parece ser genérico para un amplio grupo de sistemas de producción, los que tienen en común el objetivo de localizar una sección horizontal o subhorizontal dentro de la formación productora. Por ejemplo, pozos en los cuales una sección horizontal en el yacimiento es cementada y después fracturada son designados como pozos horizontales, pero ellos no crean una producción horizontal. Por otro lado, agujeros de drenaje crean producción horizontal, pero no son designados como pozos horizontales.

Por lo anterior, consideraremos como pozo horizontal aquel que en la última etapa de su perforación mantiene una trayectoria aproximadamente paralela a la formación productora o que la penetra con un alto ángulo de inclinación; algunos autores consideran que este ángulo debe ser mayor a 80° u 85°.

ANTECEDENTES.

Originalmente la perforación se hizo de tal manera que una vez ubicada la formación productora, se busca el situarse en un punto de la superficie en línea perpendicular al plano horizontal definido por el yacimiento, posteriormente se establece la comunicación entre éste y la superficie por medio de la perforación de un pozo que, debido a sus características, a este tipo de perforación se le llamó **PERFORACION VERTICAL**.

Con el incremento de los trabajos de perforación surgieron diversos obstáculos que impidieron la aplicación de la perforación vertical. Por ejemplo, la existencia de localizaciones inaccesibles, en las cuales es necesario perforar uno o varios pozos para cubrir el desarrollo completo de un yacimiento, encima del cual se tiene ya erigida una ciudad, o bien, la instalación del equipo de perforación se dificulta por las características del terreno.

Con el objetivo de solucionar éste y otros tipos de problemas se desarrolló otra manera de perforar, la cual consiste en desviarse de la vertical con un determinado ángulo, para así alcanzar formaciones que no estén situadas justamente debajo del equipo de perforación, a la que se le llamó **PERFORACION DIRECCIONAL U ORIENTADA**.

Este tipo de perforación ha tenido muy buenas aplicaciones y con excelentes resultados como en el caso ya mencionado y en los siguientes:

a) Perforación de varios pozos desde plataformas y/o estructuras fijas. Esta aplicación en nuestros días es la más común en áreas marinas y lacustres, ya que permite perforar varios pozos desde una sola estructura.

b) Perforación de domos salinos. Es aplicable en los casos en los que se tiene que atravesar domos salinos, los cuales contaminan al lodo seriamente, por lo que es conveniente dirigir el pozo hacia los lados del mismo para alcanzar las zonas productoras.

c) Perforación en zonas de fallas geológicas. La perforación orientada evita perforar pozos adicionales, pues si el pozo vertical cae en una zona invadida por agua salada, será factible colocar un tapón de cemento a una profundidad conveniente y mediante la perforación direccional, dirigir el pozo a una zona que tenga mejores probabilidades de acumulación de hidrocarburos.

d) Perforación de pozos donde se tienen problemas de accidentes mecánicos, pescados. En este caso es conveniente desviar el pozo, a partir de un tapón de cemento que se coloca arriba de la zona problema.

e) Perforación de pozos de alivio. Esta es otra aplicación de gran importancia que tiene como finalidad controlar un pozo en el que por alguna causa han fallado los sistemas de seguridad superficiales.

Manteniendo la tendencia evolutiva de la perforación se desarrolló la tecnología de Pozos Horizontales que es la que sigue a la perforación direccional y es la que abordaremos en el presente trabajo.

HISTORIA

La perforación horizontal no es un concepto que se ha desarrollado recientemente, aunque su mayor auge se ha tenido a partir de la década de los ochentas. Los primeros trabajos de perforación horizontal fueron realizados por Eastman, Rany y Sublin entre los años treinta y cincuenta. El primer registro que se tiene sobre pozos horizontales data de 1937 en Rusia, en el campo Yarega donde fueron perforados algunos pozos. En esta época, algunas compañías también experimentaron este tipo de perforación tomando como base pozos verticales ya existentes. El uso que se le dio fue para solucionar problemas específicos en el desarrollo de la recuperación mejorada por inyección de vapor aplicada a yacimientos someros de aceite pesado.⁽²⁴⁾

Algunos de los primeros desarrollos tecnológicos sobre perforación horizontal se tuvieron a principios de la década de los cuarenta, cuando John Eastman y John Zublin desarrollaron herramientas para perforaciones horizontales de radio corto y las aplicaron en pozos de California con la finalidad de incrementar su productividad. Las herramientas se diseñaron para perforar pozos con radios de 20 a 30 pies y distancias horizontales de 100 a 500 pies y permitían la perforación de numerosas reentradas laterales en la misma formación, en varias direcciones alrededor de un pozo.⁽³⁹⁾

Los primeros casos renombrados fueron en la década de los cincuenta cuando los rusos perforaron 43 pozos horizontales, lo que representó un gran esfuerzo de su parte debido a lo rudimentario del equipo, herramientas y estudios teóricos disponibles para este tipo de perforación. A mediados de la década de los sesenta en China también se experimentó perforando dos pozos horizontales. El primero de 1600 pies de longitud de contacto con el yacimiento tuvo una producción 5 a 10 veces mayor que un pozo vertical pero se colapsó a los siete días. El segundo fue interrumpido por la "Revolución Cultural".⁽³⁹⁾ Los chinos, al igual que los rusos concluyeron que este tipo de perforación no era rentable y la abandonaron por más de veinte años.

Con estos experimentos se demostró la factibilidad de perforar pozos horizontales pero se concluyó que no eran económicamente rentables.

En 1977, Elf Aquitaine y el Instituto Francés del Petróleo, encabezados por Jacques Bosio, comenzaron a trabajar en el proyecto FORHOR, para el desarrollo de pozos horizontales; este trabajo condujo al éxito en la perforación horizontal que posteriormente se tendría en el campo Rospo Mare.

En los últimos años de los setentas, en Alberta Canadá, las compañías Texaco y Esso hicieron pruebas con este tipo de perforación. El propósito era pasar por abajo del río McKenzie; en uno de los casos, y otro caso era hacer producir las arenas de alquitrán del yacimiento Cold Lake.

La década de los ochentas marcó la pauta para el desarrollo de la perforación horizontal, cuando se continuó perforando pozos horizontales demostrando su capacidad de poner a producir eficientemente ciertos yacimientos. Entre los años de 1979 y 1982, en Norteamérica se reiniciaron los trabajos de investigación y desarrollo para la tecnología de la perforación horizontal, en este periodo de tiempo Alan Barnes utilizó un modelo de simulación de yacimientos para desarrollar y aplicar la técnica de radio corto propuesta en los años cuarentas por Eastman y Zublin, logrando con ello perforar 12 pozos horizontales en el campo Empire Abo, en Nuevo México. Los trabajos se realizaron en un yacimiento de areniscas, con una columna de aceite de poco espesor, que presentaba casquete de gas y mecanismo de empuje por agua. La producción lograda con el primer pozo excedió más de 20 veces a la producción generada por un pozo vertical del mismo yacimiento. ⁽³⁹⁾

En 1980 la compañía Elf Aquitaine en colaboración con el Instituto Francés del Petróleo iniciaron la perforación de dos pozos horizontales en un yacimiento viejo y somero en el suroeste de Francia: el Lacq 90 y el Lacq 91. El objetivo que se perseguía con este trabajo era el perfeccionamiento y dominio de la técnica, lejos de considerar el objetivo económico. Logrado este objetivo, en 1982 se inició la investigación del yacimiento Rospo Mare, costa afuera de Italia, con el pozo horizontal RSM6. Este pozo probó que, cuando se selecciona el sitio apropiado, los pozos horizontales son realmente provechosos. ⁽³⁹⁾

Para 1983 se siguió trabajando en el perfeccionamiento de la técnica al desarrollar el campo Casterla Lou, al suroeste de Francia, donde la sección horizontal del pozo se perforó a una profundidad de 2,900 m.

El éxito del proyecto del campo Empire Abo inspiró a las compañías petroleras a desarrollar técnicas para perforar pozos horizontales con otros radios de curvatura, sin causar daño a las sartas y herramientas de perforación; así, apoyándose en el uso de motores de fondo y equipos de medición que operan al perforar (MWD), Schuh y sus colaboradores perforaron el primer pozo de Radio Medio en enero de 1985. ⁽³⁹⁾

Entre 1986 y 1987 se perforó un pozo horizontal en un yacimiento de arenas poco consolidadas en Chateaufrenard al sur de París. En el año de 1987 se terminó el primer grupo de cinco pozos horizontales en el campo Rospo Mare con una producción de 30,000 bl/d marcando el dominio de esta tecnología.

A mediados de la década de los ochentas la Sociedad Holandesa Unocal Netherlands perforó varios pozos horizontales de radio medio, desviando viejos pozos verticales localizados en un yacimiento de arenas deleznales que se encontraban invadidas por agua. En este trabajo se reportó un éxito total.

En esta misma década e inspirados por los experimentos realizados por la Elf Aquitaine y el Instituto Francés del Petróleo, la Standard Oil de Ohio y la British Petroleum Co. iniciaron una serie de experimentos con la finalidad de dominar la técnica. Poco tiempo después, la Standard Oil de Ohio perforó tres pozos horizontales en el campo de Prudhoe Bay resultando un gran éxito, ya que el mejor de estos pozos rompió el récord anteriormente establecido en el campo Rospo Mare.

En 1985 la sociedad Arco International Oil and Gas Co. perforó cerca de 20 pozos en Indonesia con el propósito de tratar los problemas de conificación presentes en un yacimiento calcáreo. En 1986, el Departamento de Energía de los Estados Unidos perforó un pozo horizontal con aire en un yacimiento compacto de gas, mostrando con esto innovaciones en la técnica.

Durante la década de los ochentas se perforaron mas de 300 pozos horizontales en Norteamérica, incluyendo el primer pozo en Prudhoe Bay, Alaska. ⁽³⁹⁾ En esta década la tecnología de pozos horizontales estuvo en una etapa de desarrollo y se aplicó de manera limitada; en los noventas se optimizó y su aplicación en la industria se incrementó significativamente, siendo utilizada como una de las principales herramientas para el desarrollo de los yacimientos. En esta década el mayor número de pozos horizontales se perforó en Norteamérica, hasta 1996 se habían perforado alrededor de 7800 pozos en Estados Unidos de Norteamérica y cerca de 4500 en Canadá. En Estados Unidos de Norteamérica, del total de pozos perforados hasta esa fecha, 5900 pozos se realizaron en el estado de Texas y la mayoría de ellos en la formación Austin Chalk. ⁽²³⁾

Simultáneamente la aplicación de esta tecnología continuo creciendo alrededor del mundo; para el último tercio de la década de los noventas el 30% de la producción del sector noruego del Mar del Norte se extrajo de pozos horizontales y en Dinamarca, se produjo más aceite por pozos horizontales que por pozos verticales. Para mediados de los noventas, en Oman ya se habían perforado 500 pozos horizontales; en Arabia Saudita se incrementó en un 10% el factor de recuperación de aceite, gracias a la perforación horizontal y en el campo Zakum de Estados Unidos de Norteamérica se terminaron 50

pozos horizontales, los cuales aportan el 25% de su producción. En Venezuela se incrementó la producción en 610 000 BPD gracias a la extracción de 101 pozos horizontales y se comenzó un proyecto para la explotación económicamente rentable del cinturón de aceite de Orinoco, mediante la aplicación de la tecnología de pozos horizontales.⁽²³⁾ En China en los últimos años esta técnica se desarrolló rápidamente, y mas de 150 pozos con diferentes radios de curvatura se perforaron a partir de 1990; la mayoría de ellos en el campo Shengli.⁽⁴⁶⁾

En la década de los noventas se tuvo un gran incremento en el número de pozos horizontales perforados, para 1995 el número de pozos perforados por año fue de aproximadamente 2600 en todo el mundo,⁽²³⁾ y durante el año de 1998 el número de pozos perforados únicamente en Estados Unidos de Norteamérica, fue de más de 3000, lo que significa un incremento del 1000% con respecto a la década anterior. Actualmente la perforación horizontal representa el 15% de toda la actividad de perforación.⁽³⁹⁾

La perforación horizontal y de reentradas, se incrementó en un 50% durante los últimos 5 años y se espera que durante el año 2000 presente un incremento del 15% mas.⁽³⁹⁾

En México, hasta 1995 se habían perforado siete pozos horizontales: cuatro en el campo Agua Fría de la formación Chicontepec en el año de 1991, uno en el campo Cuitlahuac, formación Oligoceno en 1992 y dos en el campo Akal en las formaciones Brecha Paleoceno y Cretácico terminados en 1995. Posteriormente a estos años se perforaron varios pozos más en las Regiones Norte, Sur y en la Zona Marina.⁽³³⁾

Los pozos horizontales perforados en el campo Agua Fría tuvieron como objetivo probar esta tecnología para incrementar los gastos de producción y mejorar la recuperación final de hidrocarburos, para buscar su aplicación en más campos del Paleocanal Chicontepec. Los resultados de un registro realizado al pozo 807-H de este campo demuestran que tuvo aportación de varios segmentos de su trayectoria, pero el gasto disminuye con la distancia; también presenta zonas no productivas debido probablemente a taponamientos o a daños a la formación.

Comparativamente con un pozo direccional, estos pozos en promedio tuvieron una eficiencia de flujo de 0.8; así, debido a la baja permeabilidad vertical de la formación Chicontepec debida a la estratificación de arcillas que presenta no fue exitosa la perforación horizontal en este campo, sin embargo es muy probable que si se logra fracturar selectivamente un pozo horizontal en esta formación, pudiera dar una buena respuesta.⁽³³⁾

Con la perforación horizontal en el campo Cuitláhuac se buscó mejorar la eficiencia de recuperación final mediante el incremento de los gastos de producción; debido a que la formación en este campo es de muy baja permeabilidad al presentar intercalaciones arcillosas en la roca arenisca, los pozos solo producen si se realizan fracturamientos hidráulicos

inducidos al ser terminados, así, aunque las areniscas son limpias y su relación de permeabilidades K_V/K_H es cercana a la unidad, lo que favorece a la perforación horizontal, al pozo C-671H perforado en este campo no se planeó su fracturamiento y por lo tanto el resultado no fue exitoso al presentar una eficiencia de flujo de 0.4, al compararse con la productividad de un pozo vertical promedio.⁽³³⁾

En el campo Akal el objetivo de la perforación horizontal fue alargar la vida productiva de los pozos y maximizar los gastos de producción en la etapa final de su explotación evitando las conificaciones de agua y gas. Los pozos fueron perforados en un anticlinal altamente afallado y fracturado con una alta relación de permeabilidades K_V/K_H , característica favorable para la perforación horizontal, esto ayudó a que la perforación horizontal fuera todo un éxito, alcanzando una eficiencia de flujo del orden de 1.35. Esto permitió efectuar un mejor barrido del yacimiento e incrementó la vida productiva de los pozos.⁽³³⁾

Los resultados obtenidos con la perforación horizontal de estos pozos se presentan en la tabal 1.

CAMPO (Formación)	POZO	ESTRANG. (pg)	L (m)	PTP (Kg/cm ²)	Q _o (BPD)	RGA (m ³ /m ³)	FECHA TERMINACION	Q _{oH} (BPD)	Q _{oV} (BPD)	EF FRACC.
Agua fría Chicontepec	801-H1	15/64	1230	62	252	317	28-AGO-91	200	250	0.80
Agua fría Chicontepec	801-H2	5/16	877	43	453	176	29-AGO-91	(+)	(-)	(-)
Agua fría Chicontepec	807-H	15/64	800	34	226	142	29-AGO-91	26 (++)	55 (++)	0.47 (++)
Agua fría Chicontepec	817-H	15/64	1062	26	213	41	23-AGO-91			
Cuitlahuac Otigoacoeno	671-H	1/4	900	84	Q _o =0.960 MMPCD	—	29-AGO-92	1.00 MMPCD	2.5 MMPCD	0.40
Akal (BP-K)	2074	3 1/4"	300	15.2	11834	61	2-SEP-95	11143	8100	1.37
	2297-D	3 1/4"	156	15.9	10451	32	13-OCT-95			

+ INICIAL; ++ ACTUAL

* SIN FRACTURAMIENTO; ** CON FRACTURAMIENTO

tabla 1.- Resultados obtenidos con la perforación horizontal en México hasta 1995.⁽³³⁾

En el periodo comprendido entre 1995 y 1998 la perforación de pozos horizontales y reentradas en México se han desarrollado en la Región Norte en la Unidad Poza Rica, Reynosa, Altamira, Cerro Azul y Veracruz; en la Región Sur en los campos Cerro de N., Catedral y Luna, y en la Zona Marina en el campo Cantarell.⁽¹⁹⁾ En la tablas 2, 3, y 4 se presenta un resumen de estos pozos.

UNIDAD.	POZO	TIPO	AÑO	METROS PERFORADOS > 70'
Poza Rica	Ezequiel Ordóñez 44H	Horizontal	1994	*
	Santa Agustina 76H	Horizontal	1996	*
	Acuaterpa 10	Reentrada	1997	0
	Acuaterpa 27	Reentrada	1997	*
	Acuaterpa 33	Reentrada	1997	*
	Gran Morcos 1	Reentrada	1997	0
	Santa Agustina 25-R	Reentrada	1997	0
	Ezequiel Ordóñez 39	Reentrada	1997	0
	Sombrerete 1D	Reentrada	1996	*
	Poza Rica 72H	Reentrada	1998	636
Reynosa	Arcos 2	Reentrada	1997	0
	Arcos 3	Reentrada	1996	*
	Arcos 7	Reentrada	1996	0
	Arcos 10	Reentrada	1996	0
	Cacama 1	Reentrada	1997	0
	Cacama 3	Reentrada	1997	0
	Misión 29	Reentrada	1996	33
Altamira	Franco España 14H	Horizontal	1996	524
	Franco España 1	Reentrada	1997	391
	Franco España 2	Reentrada	1997	866
	Franco España 5	Reentrada	1997	0
	Franco España 11	Reentrada	1997	46
	Franco España 36	Reentrada	1997	444
	Franco España 62	Reentrada	1997	43
	Tronco 108	Reentrada	1997	251
	Sinclair 321	Reentrada	1997	*
	Sinclair 357	Horizontal	1997	325
	Calancho 1	Reentrada	1997	0
	Lerma 101	Reentrada	1998	0
Cerro Azul	Rancho Nuevo 3H	Horizontal	1996	826
	Rancho Nuevo 40H	Horizontal	1996	693
	Rancho Nuevo 4H	Horizontal	1997	109

tabla 2.- Pozos horizontales y reentradas en la Región Norte, México.⁽¹⁹⁾

UNIDAD	POZO	TIPO	AÑO	METROS PERFORADOS > 70*
Cerro Azul	Rancho Nuevo 2ZH	Horizontal	1997	133
	Rancho Nuevo 12	Reentrada	1997	126
	Rancho Nuevo 34	Reentrada	1997	245
	Rancho Nuevo 168	Reentrada	1997	0
	Rancho Nuevo 128H	Horizontal	1996	226
Veracruz	Capita 18H	Reentrada	1997	472
	Capita 54	Horizontal	---	0
	R. Pacheco 6	Reentrada	1998	0

* no se dispone de registro direccional, se presuponen menores de 70°.

tabla 2.- Pozos horizontales y reentradas en la Región Norte, México.⁽¹⁹⁾ (Continuación).

CAMPO	POZO	FECHA DE INICIO
Cerro de N.	6	1997
Catedral	53	1997
Loma	34	1998

tabla 3.- Pozos horizontales en la Región Sur, México.⁽¹⁹⁾

PLATAFORMA	POZO	T.R.	PROFUNDIDAD (m)	DISTANCIA	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINACION
				HORIZONTAL		
Akal R	2076D	9 5/8"	3360	0	9-sept-1995	10-ene-1996
Akal S	2299D	9 5/8"	2907	147	20-ago-1995	20-ene-1996
Akal B	95D	7 5/8"	3004	207	15-oct-1995	8-mar-1996
Akal S	2098H	9 5/8"	3300	228	25-ene-1996	12-abril-1996
Akal O	36D	7 5/8"	3080	250	22-jun-1996	5-dic-1996
Akal R	2074D	9 5/8"	3611	420	15-ene-1996	28-abril-1996
Abkatun H	Abkatun 221H	7"	4266	641	13-jul-1996	18-dic-1996
Abkatun H	Abkatun 223	7"	4325	417	16-ene-1997	9-dic-1997

tabla 4.- Pozos horizontales en el Campo Cantarell; Zona Marina, México.⁽¹⁹⁾

En resumen, la perforación horizontal empezó como una solución a problemas específicos en el desarrollo de la recuperación mejorada por inyección de vapor, aplicada a yacimientos someros de aceite pesado. Aunque se usó desde los años treinta, es hasta la década de los ochentas, cuando su auge comenzó a partir de los avances obtenidos con la perforación direccional, tal como lo muestra la figura 1.⁽³³⁾

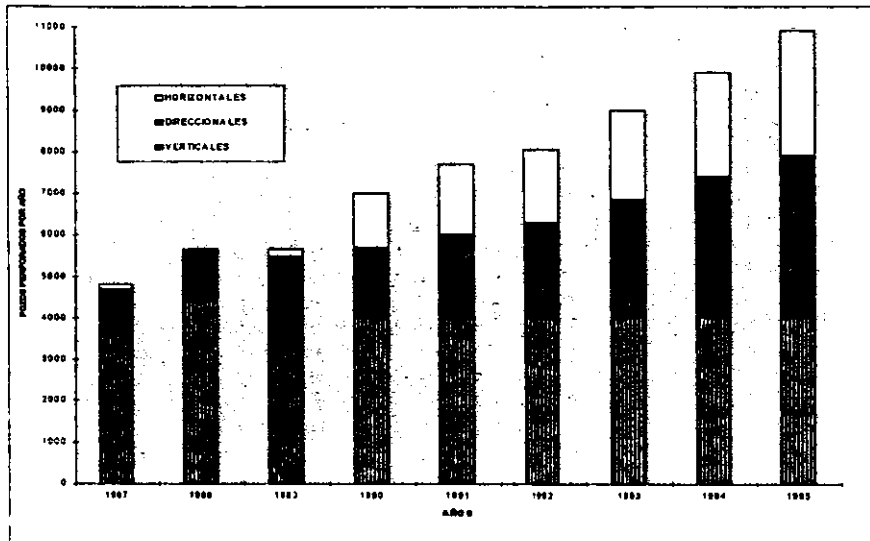


figura 1.- Evolución de las tecnologías de perforación.⁽³³⁾

Mientras que de 1987 a 1995 la perforación vertical se ha mantenido, la perforación direccional se ha cuadruplicado y la perforación horizontal se ha multiplicado por más de sesenta veces. En 1986 se perforaron solamente del orden de 50 pozos horizontales en el mundo. En 1989 el número se incrementó al orden de 300 pozos, ascendiendo a más de 1200 para 1990. Estos números son una muestra de la gran expansión que ha tenido la perforación horizontal en los últimos años, continuando su expansión a razón de un 20% anual hasta 1995.⁽³³⁾ Un ejemplo de la importancia de la perforación horizontal es el desarrollo de la formación Austin Chalk, en el sur de Texas, la que representó en 1990 el

60% de la actividad mundial y el 75% de la actividad doméstica de Estados Unidos, esto se representa a continuación en la figura 2.

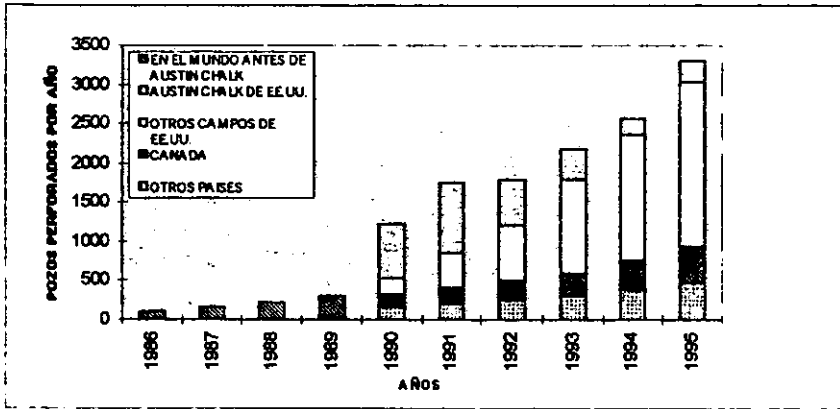


figura 2.- La actividad de la perforación horizontal en el mundo. ⁽³³⁾

CAPITULO I.

PROPOSITO DE LA PERFORACION HORIZONTAL

La mayor ventaja de un pozo horizontal es el reflejo de su principal objetivo, que es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo mejorar la productividad del pozo, ya que el perforar horizontalmente no es un objetivo en si mismo, sino el objetivo es producir. De la misma forma trae consigo una desventaja, esto es que solo una zona productora puede ser drenada por el pozo horizontal. Los pozos horizontales pueden ser usados práctica y efectivamente en los siguientes casos: ⁽⁹⁾

I.1 Yacimientos con fracturas verticales.

En horizontes productores que tienen zonas con fracturas verticales escasamente dispersas en el yacimiento, que son difíciles de atravesar con pozos verticales, la mejor forma de interceptar estas fracturas es perforando horizontalmente, de esta forma se incrementa la permeabilidad y se mejora la producción al lograr drenarlas efectivamente. Por lo tanto la perforación horizontal dará como resultado un incremento en la productividad directamente proporcional al número de fracturas interceptadas. En casos como estos se puede incrementar hasta en doce veces la productividad en comparación con un pozo vertical. Esto se ejemplifica a continuación en la figura I.1.

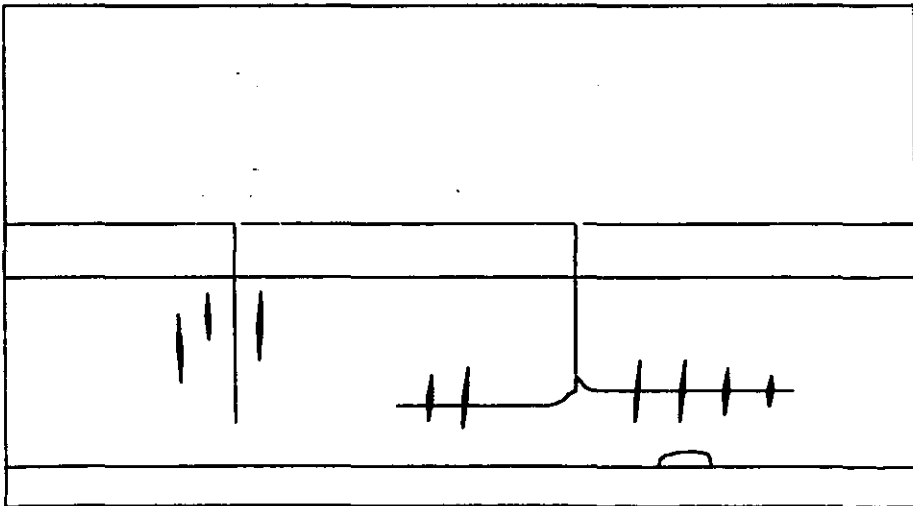


figura I.1.-Comparación entre pozos vertical y horizontal en un yacimiento fracturado⁽³¹⁾

I.2 Yacimientos que tienen problemas de conificación de agua y/o gas. Algunos yacimientos deben producir a un gasto menor al llamado gasto crítico. Este gasto crítico representa el ritmo de flujo máximo al cual un pozo podría producir sin ocasionar conificación de agua o gas; a gastos mayores se presenta este fenómeno. La fuerza de gravedad tiende a mantener a los fluidos en su lugar, mientras que por el contrario las fuerzas viscosas causan que el agua suba o el gas baje. Para valores abajo del gasto crítico estas fuerzas están en equilibrio. Debido a la mayor área de contacto entre un pozo horizontal y el yacimiento, la producción de aceite por unidad de longitud, en condiciones normales, es significativamente más pequeña que la obtenida en un pozo vertical. Por lo tanto un pozo horizontal induce mucho menos gradiente de presión que un pozo vertical, cuando ambos producen al mismo ritmo. Debido a esto, los pozos horizontales permiten manejar gastos críticos considerablemente mayores que los pozos verticales. En la figura I.2 se presenta este caso, observándose la presencia de conificación de agua y gas en un pozo vertical, el cual produce con el mismo gasto que un pozo horizontal en el que no se manifiesta este problema.

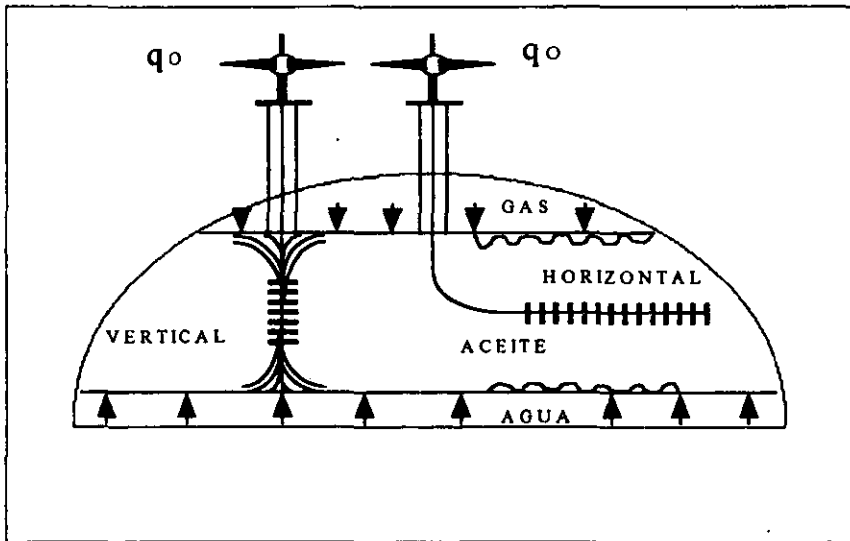


figura I.2.-Representación esquemática de un pozo vertical y un pozo horizontal produciendo al mismo gasto y su efecto sobre la conificación de agua y gas.⁽³³⁾

Para los pozos horizontales y verticales en régimen permanente, las ecuaciones de gasto son: ⁽³³⁾

$$q_{cH} = (150.96/B)(4\alpha L/Xe) \text{ para } 1 < Xe/(h\beta) < 13 \quad (1)$$

$$q_{cV} = \alpha(150.96/B)(1+25\%) \text{ para } 4 < re/(h\beta) < 40 \quad (2)$$

donde:

$$\alpha = 3.486 \times 10^{-3} (\Delta\rho h)(K_H h / \mu) \quad (3)$$

$$\beta = \sqrt{K_H / K_V} \quad (4)$$

$$G_{an} = q_{cH}/q_{cV} = 4L/Xe \text{ para } 1 \leq Xe/(h\beta) \leq 13 \quad (5)$$

En donde:

q_{cH} , es el gasto crítico para pozo horizontal, en $m^3/día$.

q_{cV} , es el gasto crítico para pozo vertical, en $m^3/día$.

B , es el factor de volumen para el aceite.

α , es el coeficiente de segregación gravitacional

L , es la longitud del tramo horizontal, en metros.

Xe , es igual a un medio de la longitud del área de drene ($L/2 + 2re$), en metros.

h , es el espesor de la formación, en metros.

K_H , es la permeabilidad del pozo horizontal, en md.

K_V , es la permeabilidad del pozo vertical, en md.

β , esta en función de K_H y K_V .

re , es el radio del pozo.

$\Delta\rho$, es la diferencia de densidades en gr/cm^3 ,

μ , es la viscosidad, en cp.

G_{an} , es la ganancia engasto crítico.

La última ecuación indica que entre mayor sea la longitud horizontal, mayor será el ritmo al cual puede producir el pozo sin conificación. Las ecuaciones (1) y (5) son válidas tanto para conificación de agua como de gas. ⁽³³⁾

En la figura I.3 se representa la habilidad de un pozo horizontal para reducir la conificación de gas y agua, la cual no solo reduce la producción de aceite sino también incrementa los costos de producción.

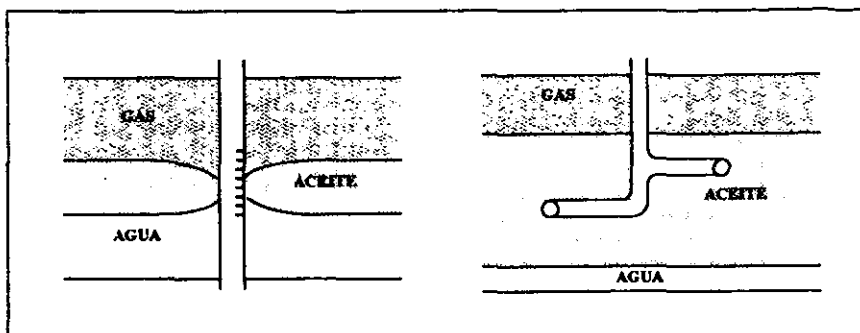


figura 1.3.-Habilidad de un pozo horizontal para reducir la conificación de agua y gas.⁽³¹⁾

L3 Yacimientos con horizontes productores de poco espesor. En los cuales la columna de aceite o de gas es menor que 50 pies y se requeriría un gran número de pozos verticales para efectuar su desarrollo. Darcy demostró que la productividad de un pozo vertical es proporcional al espesor del yacimiento (h). De acuerdo a la siguiente ecuación (6) se puede observar que esta productividad es mejorada en los pozos horizontales, donde la longitud (L) juega un papel muy similar al del espesor del yacimiento. Por esto, la relación de productividades de un pozo horizontal para una longitud de sección horizontal y un radio de drenaje será en función del espesor de la formación.

$$PI_H = 2\Pi \frac{KL}{\mu} \frac{1}{\left[\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + (1 - (L/2r_{eH})^2)^{1/2}}{(L/2r_{eH})} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\Pi r_{eH}} \right) \right]} \quad (6)$$

En donde:

PI_H , es la productividad de un pozo horizontal.

h , es el espesor del yacimiento, en metros.

L , es la longitud horizontal, en metros.

r_{eH} , es el radio de drenaje, en metros.

K , es la permeabilidad, en md.

μ , es la viscosidad, en cp.

Por lo anterior, los yacimientos con horizontes productores de poco espesor son ideales para desarrollar pozos horizontales debido a que un sólo pozo horizontal puede reemplazar a los varios verticales que se necesitarían.

L4 Trabajos de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR).

En obras de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR), ya que los pozos horizontales, al utilizarse como pozos inyectoros proveen de una gran área de contacto y por lo tanto, incrementan notablemente el índice de inyectividad y de esta forma mejoran el barrido del área circundante.

La recuperación del 60 al 80 % de los hidrocarburos insitu en un yacimiento puede ser normal si las técnicas horizontales son usadas. En aplicaciones de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) los pozos horizontales están siendo usados en aplicaciones de aceite pesado, especialmente para recuperación termal de aceite.

L5 Campos costa fuera.

En la explotación de campos costa fuera, se ha experimentado que perforando cuatro pozos horizontales con extensiones múltiples puede ser suficiente, en ciertos casos, para sustituir los doce o dieciséis direccionales que suelen perforarse desde una plataforma fija típica. ⁽⁹⁾

L6 Explotación y desarrollo de yacimientos.

En la evaluación de nuevos yacimientos, los pozos horizontales permiten estudiar la evolución de los estratos geológicos, proporcionando una valiosa información que permite que el potencial exploratorio de un campo sea incrementado. El potencial exploratorio de un campo puede ser incrementado por pozos horizontales, ya que esta técnica aplicada como trabajo exploratorio aportará herramientas adicionales para la evaluación de los yacimientos descubiertos; por las siguientes razones: ⁽⁹⁾

La primera es que permiten explotar yacimientos 5 a 20 veces mayores que con pozos verticales, las heterogeneidades pueden ser observadas y las predicciones acerca de su eventual potencial de producción pueden hacerse más precisamente.

En segundo lugar, la prospección horizontal puede ser llevada tan lejos, que no puede ser alcanzada por medios geofísicos o por las más sofisticadas herramientas de registros. Es conocido que el radio de investigación de las herramientas de registros está restringida a unos pocos metros de la zona de interés.

De esta manera, los nuevos parámetros provistos para la perforación horizontal han llevado a predicciones más correctas, concernientes al futuro desarrollo de los campos petroleros.

CAPITULO II.

CONDICIONES PARA SU APLICACION.

Uno de los aspectos más importantes de la perforación horizontal es la selección de los candidatos a pozos horizontales. Los pozos horizontales son más costosos de perforar en comparación con los pozos verticales, debido en parte a la necesidad de perforar tres veces más el agujero. Por ejemplo, un pozo puede tener una profundidad total de 2000 pies solamente, pero el fondo del pozo puede estar a 4000 pies, lejos de la porción vertical del pozo. Debido a este único costo adicional, la cuidadosa selección de los candidatos a pozos horizontales es ampliamente recomendada. Además existen costos de equipo relacionados con la perforación horizontal que también deben ser considerados; éstos incluyen bujes de impulso, fluidos de perforación especializados, motores de fondo, sartas especiales de tubería de perforación y equipo de medición al perforar MWD entre otros.

II.1 TIPOS DE YACIMIENTO.

La perforación horizontal está mejor situada como perforación productora, no exploratoria y es mejor usada cuando los datos subsuperficiales del yacimiento y de producción son obtenidos correctamente. Los parámetros del yacimiento y geológico-tectónicos deben ser cuidadosa y correctamente entendidos. Idealmente, para contemplar un agujero horizontal se requerirá un modelo de yacimiento tridimensional que indique las áreas de permeabilidad, porosidad y planos de fracturas naturales.

Por lo tanto, los parámetros que deben ser considerados incluyen: profundidad, espesor productor, mecanismo de empuje del yacimiento, porosidad, permeabilidad absoluta, presión de formación, tipo de roca del yacimiento, saturaciones originales, características del aceite y del gas, temperaturas de yacimiento, restricciones verticales dentro del yacimiento, localización de líneas de pérdida, espaciamiento requerido, historias de producción, hidrocarburos originales insitu, hidrocarburos residuales, diámetros del agujero y de la tubería de revestimiento, terminación anticipada, técnicas de producción, economía y mercado.

Utilizando estas condiciones interrelacionadas, se pueden llegar a reconocer prospectos en los cuales la economía puede mejorar, o la vida de producción se puede extender mediante la aplicación de la perforación horizontal.

MODELOS DE YACIMIENTOS PARA POZOS HORIZONTALES.

Hay muchas compañías que han trabajado en el desarrollo de modelos de yacimiento para pozos horizontales; estos modelos son necesarios para realizar las investigaciones necesarias y determinar los yacimientos candidatos y además, para predecir y llevar el control de la producción. Algunos de los modelos son los desarrollados por: Borisov, Merkulov, Giger, Giger y colaboradores, y el de Joshi que mencionamos a continuación.

MODELO DE JOSHI (PHILLIPS).⁽²⁴⁾

Joshi desarrolló un modelo de yacimiento para un pozo horizontal, tal como se observa en la figura II.1.

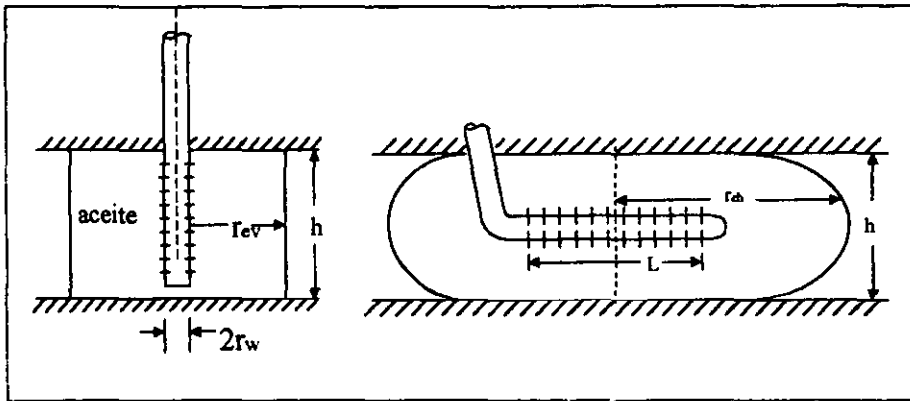


figura II.1.- Esquema del radio de drenaje en un pozo horizontal.⁽²⁴⁾

Joshi dividió el problema de flujo tridimensional en un problema bidimensional, tal como se observa en la figura II.2.

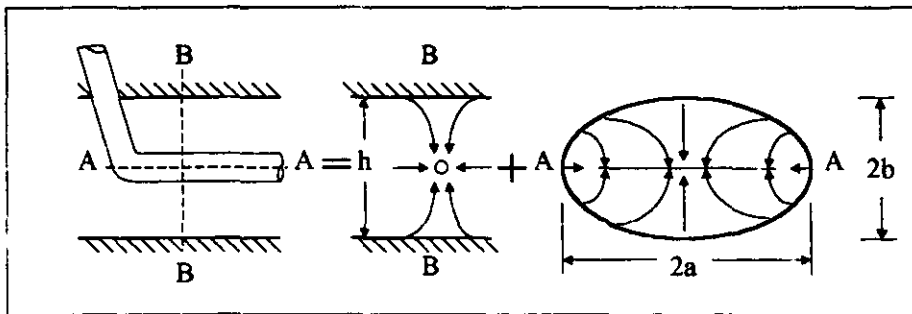
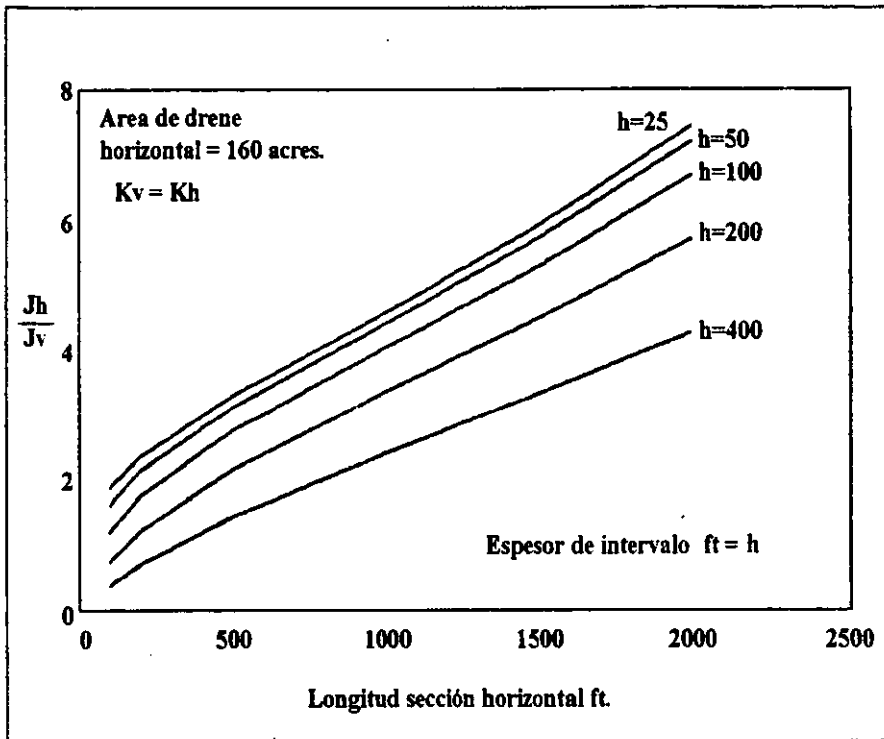


figura II.2.- Problema de flujo tridimensional.⁽²⁴⁾

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



gráfica II.1.- Relación de índices de productividad contra la longitud de la sección horizontal. (24)

Joshi demostró un modelo de pozos horizontales para conificación de agua y gas como se observa en las figuras II.3 y II.4.

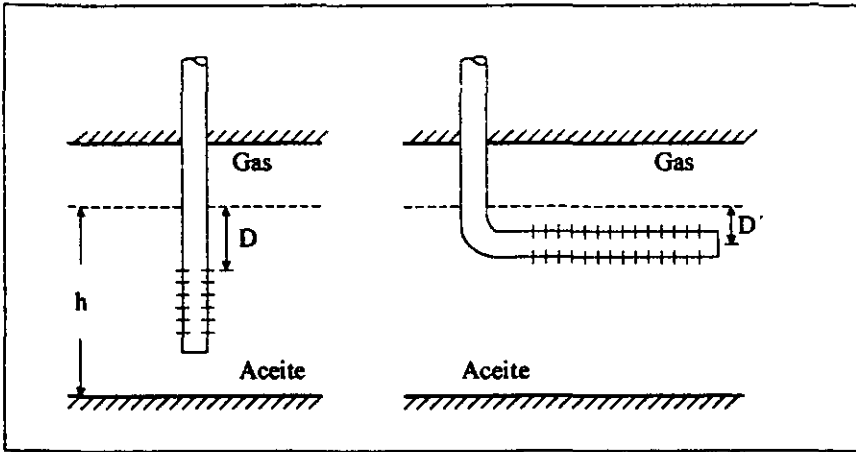


figura II.3.- Modelo para conificación de gas. ⁽²⁴⁾

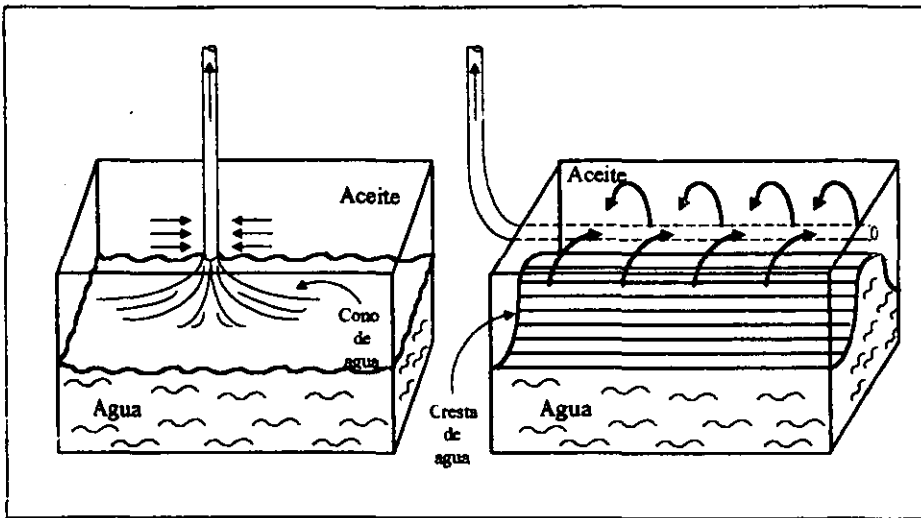


figura II.4.- Modelo para conificación de agua. ⁽²⁴⁾

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

II.2 DISEÑO DEL ANGULO DE DESVIACIÓN.

Un pozo horizontal consta básicamente de tres secciones como se muestra en la figura II.5.

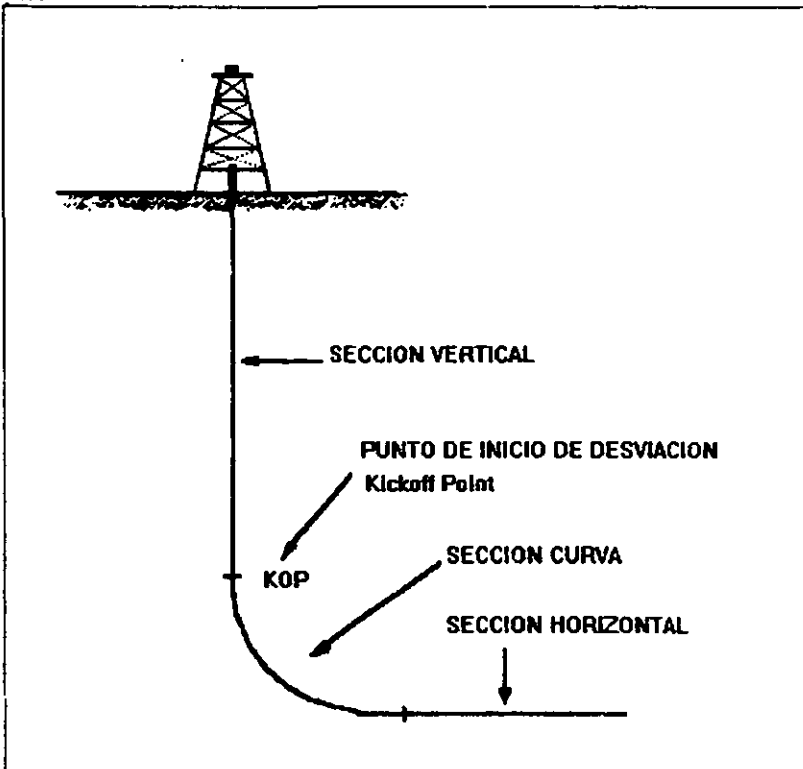


figura II.5.- Secciones básicas de un pozo horizontal.

La primera sección es la sección vertical del pozo que se desarrollará hasta la profundidad del punto de inicio de la desviación, también llamado punto kick off o kop.

La segunda sección se inicia a partir del kop y 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.

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

Es importante determinar la severidad de la desviación para lograr el paso de la sección vertical a la horizontal, para hacerlo se deben considerar las técnicas existentes para

perforar pozos horizontales. Estas técnicas realmente están clasificadas en base al radio de curvatura: LARGO, MEDIO, CORTO y ULTRACORTO (ver tabla II.1 y fig. II.6).

CLASIFICACION DE LOS METODOS DE PERFORACION HORIZONTAL				
METODO	RADIOS DE CURVATURA (m)	LONGITUD DEL POZO (m)	TERMINACION	REGISTROS
RADIOS ULTRACORTOS	0.3-0.6	30-60 *	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 POZOS EN FORMA RADIAL CIRCULAR DESDE UN MISMO POZO
- ** PUEDEN SER PERFORADOS VARIOS AGUJEROS DE DRENE A DIFERENTES PROFUNDIDADES DESDE UN MISMO POZO.

tabla II.1.- Métodos de perforación horizontal en base al radio de curvatura. ⁽²⁰⁾

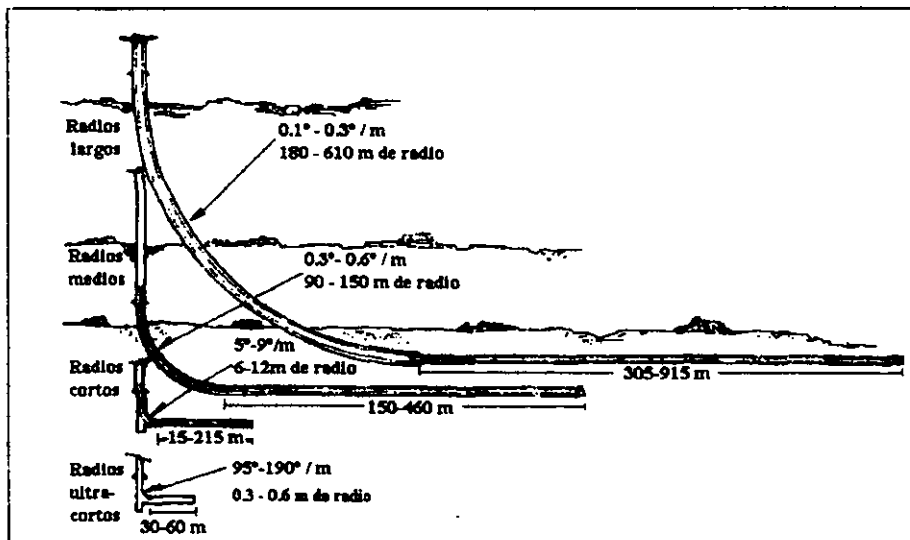


figura II.6.- Comparación esquemática de los diferentes métodos de perforación. ⁽³⁾

Al recordar la historia de la perforación horizontal podemos darnos cuenta de los avances logrados a través de la investigación mundial, por ejemplo, al inicio de los

cincuentas algunos estuvieron experimentando con este tipo de perforación y estos primeros esfuerzos se centraron en dos métodos para cambiar las paredes del agujero de un plano vertical a uno horizontal. En Rusia se tuvo éxito al emplear el método que ahora conocemos como de RADIO LARGO, mientras que en América, al mismo tiempo, se desarrolló el método de RADIO CORTO.

Con el avance en las investigaciones se logró crear un método para llenar la diferencia que existía entre los dos anteriores y fue el de RADIO MEDIO. El método más nuevo es el de RADIO ULTRACORTO.

II.2.1 METODO DE RADIO LARGO. ⁽¹⁰⁾

En general, los radios largos se pueden definir como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de 1 a 6°/100 pies. Esta técnica ofrece limitados usos para su desarrollo, es utilizada para perforar pozos nuevos desde la superficie, para lograr alcances extendidos u objetivos alejados desde la localización superficial; por ejemplo en plataformas de perforación costa afuera, localizaciones remotas y/o abruptas, así como inaccesibles o yacimientos ubicados bajo ciudades; además se utiliza donde se tengan problemas de conificación de agua, bajas permeabilidades y desarrollos de gas entre otros. No se utiliza en pozos que inicialmente fueron terminados como pozos verticales.

Los pozos en los que se utiliza esta técnica son perforados con equipos de perforación convencionales, además tienen la flexibilidad de perforar amplios rangos de tamaños de agujeros y de herramientas. Este método es más flexible que los otros ya que requiere poca preparación del pozo, en cambio los otros métodos se deben desarrollar después que el pozo vertical es llevado a cabo.

Un esquema general de un pozo horizontal de radio largo o medio incluye dentro de la sección curva una sección tangente, la que se construye para ajustar la profundidad vertical verdadera y poder penetrar el yacimiento a la profundidad programada, ver figura II. 7. ⁽²²⁾

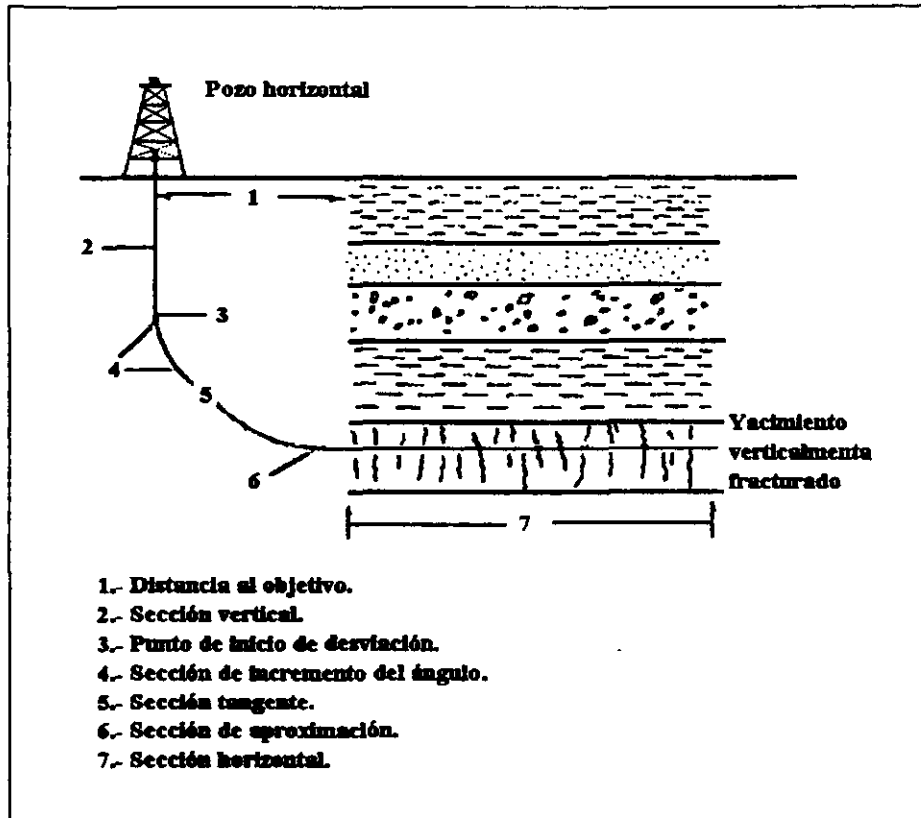


figura 11.7.- Esquema general de un pozo horizontal de radios medios y radios largos.⁽²²⁾

En este método, el punto de inicio de desviación (kop) se encuentra cerca de la superficie para permitir que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta o se puede lograr ajustando la sección tangente. Como la longitud de la sección de construcción es grande, se incrementa la cantidad de formación a perforar y por lo tanto se requieren varios tamaños de agujero y de tuberías de revestimiento que deben resistir los esfuerzos debido a la curvatura antes de que el pozo alcance la horizontal.

Como la separación del punto de inicio de desviación y el objetivo es grande se puede reducir la longitud de sección horizontal, debido al torque y arrastre de la tubería; se ha sugerido que el 50% de la reducción en el peso de la sarta lateral sin reducción en los esfuerzos axiales o torsionales resultaría en igual o mayor porcentaje de la longitud horizontal. Con esta técnica se obtienen las mayores longitudes horizontales.

Otra ventaja es que se pueden llevar a cabo terminaciones con grandes extensiones de tuberías cortas ranuradas, con empacador, con tuberías cortas preempacadas, entubada y cementada o bien en agujero abierto y terminaciones selectivas. También se pueden obtener registros fácilmente en agujero abierto con la técnica de transportación con tubería de perforación y los registros de producción con tubería flexible equipada con un cable conductor. Con este método se pueden emplear todas las técnicas de producción artificial. ⁽¹⁷⁾

Una de las grandes desventajas es que debido a la gran longitud de sección curva desde el kop hasta el objetivo se tiene que atravesar gran cantidad de formación sin aislarla, pudiendo ocasionar problemas en formaciones inestables.

IL.2.2 METODO DE RADIO MEDIO. ⁽¹⁸⁾

La técnica de radio medio se lleva a cabo conforme la tubería lo permita, dadas las limitaciones impuestas por esfuerzos combinados de pandeo y torsión en la sarta de perforación; este método permite perforar agujeros con longitudes horizontales de más de 1000 pies dentro de la formación productora con radios de curvatura de 185 a 955 pies con severidades en la desviación de 6-20°/100 pies. ⁽²⁸⁾

En aplicaciones que requieren un largo alcance lateral con desviaciones mínimas, el método de radio medio proporciona el control direccional necesario para penetrar objetivos con espesores pequeños o efectuar reterminaciones exitosamente. Puede ser utilizado para perforar pozos nuevos desde la superficie o para hacer reterminaciones en pozos viejos perforados originalmente como pozos verticales.

Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados, aunque las pérdidas de circulación pueden complicar las operaciones de perforación, en problemas de conificación de agua y gas, en yacimientos fracturados verticalmente, de baja permeabilidad, en yacimientos de poca energía y en formaciones de poco espesor.

La reducida profundidad vertical que se necesita para alcanzar el yacimiento en los pozos de radio medio es una de las más fuertes ventajas del sistema. Muchas zonas problemáticas pueden ser perforadas con este método en la sección vertical y ser revestidas antes de perforar la sección crítica de curvatura y empezar la horizontal. La longitud curva más corta puede evitar pérdida de tiempo y problemas potenciales. Esto también incrementa la profundidad total alcanzada antes de perforar la sección curva que conlleva los altos costos.

Además, como el punto de inicio de desviación kop está más cerca del objetivo, en la mayoría de los casos se reducirá la inexactitud en la profundidad del objetivo. Para asegurar la consecución del objetivo, la sección curva se puede ajustar al igual que en el método de

radio largo, por medio de una tangente, que generalmente se coloca de 45 a 75° de inclinación después de que el 75 a 80% de la profundidad del objetivo se ha alcanzado. Esto facilita cualquier cambio en la profundidad planeada del objetivo debido a la formación, yacimiento o cualquier otro factor.

En pozos que se perforan con radio medio, se pueden llevar a cabo las mismas terminaciones que las de radio largo y también puede llevarse a cabo la toma de registros; además, también se dispone de herramienta para una gran variedad de tamaños de agujero y se puede instalar la mayoría de los sistemas de producción artificial.

Las desventajas de la perforación de pozos con radio medio son realmente pocas. En altos ritmos de inclinación, los momentos de pandeo a través de las juntas de la herramientas, los esfuerzos en el cuerpo del tubo y la fuerza lateral de la barrena causada por la gran curvatura pueden causar grandes diámetros y posibles desviaciones de la barrena. Otra desventaja es la limitación de la sección horizontal.

II.2.3 METODO DE RADIO CORTO. ⁽¹⁰⁾

La perforación de radio corto ha sido tan practicada como la perforación de radio largo y ha sido ampliamente utilizada para hacer reterminaciones de pozos verticales; esto es, se puede aprovechar un pozo vertical ya perforado y, en un determinado punto iniciar la desviación kop, perforando la sección curva y la sección horizontal del pozo. Esto en sí ya presenta una ventaja en el ahorro de la perforación de la zona vertical y además, el radio es tan corto que la curvatura sólo abarca la zona productora y no las formaciones aledañas que pudieran ser problemáticas, por ejemplo, formaciones sobrepresionadas, formaciones con pérdidas de circulación o formaciones poco consolidadas.

A pesar de la ventaja mencionada anteriormente, este método es muy atractivo para pozos nuevos perforados desde la superficie, ya que permite terminaciones con una o más secciones horizontales, esto es, agujeros de drene múltiples. Sin embargo, al hacer un análisis de costos de perforación contra los incrementos de producción obtenida por cada sección horizontal adicional, se concluye que lo mejor es perforar solamente dos agujeros de drene en direcciones diametralmente opuestas. Con este arreglo se disminuye el efecto de interferencia que se ocasionan entre sí varias extensiones laterales.

Con este método de perforación se tiene un incremento rápido del ángulo de desviación con una severidad de 4-10°/3 pies. Los radios de curvatura de este método oscilan entre los 20 y 60 pies y las secciones horizontales son del rango de 200-400 pies.

La rotación de la barrena se transmite desde la superficie ya sea con mesa rotatoria o con equipo de perforación móvil Top.Drive, aunque puede ser factible utilizar motores de fondo. ⁽⁵⁾

Algunas otras ventajas de la perforación de radio corto son que el poco desplazamiento y la limitada profundidad requerida para definir el radio lo hacen más apropiado en formaciones con cimas problemáticas causadas por la litología o el yacimiento. En yacimientos de gas, el acercamiento del radio corto reduce el riesgo de proyectar el casquete de fondo, ya que se puede perforar verticalmente a través del casquete de gas y cementar una tubería de revestimiento antes de perforar la zona objetivo. Una cuestión lógica es que a mayor curvatura del agujero se requiere un mayor control y predicción del radio; para radios cortos se tiene la ventaja de que requiere menos mediciones para alcanzar la horizontal.

La perforación de radios cortos también tiene algunas desventajas; las herramientas son menos vigorosas que las de otros sistemas, el manejo de estas herramientas puede ser lento y difícil con equipos de perforación; pero en contraparte, con este método se pueden emplear equipos de terminación. Las herramientas para radio corto generalmente son operadas con la aplicación de torque desde la superficie, lo que limita el torque total y el caballaje disponible en la cara de la barrena. Con este método, el tamaño del agujero es la mayor limitante del sistema.

II.2.4 METODO DE RADIO ULTRACORTO. ⁽¹⁰⁾

Este es el método mas nuevo de perforación horizontal y al igual que el método de radio corto es utilizado para hacer reterminaciones horizontales en pozos que originalmente fueron perforados como verticales. Este método no utiliza rotación desde la superficie con mesa rotatoria ni emplea motores de fondo. Utiliza una Unidad de Tubería Flexible (UTF) que proyecta un fluido a alta presión, como fluido de ataque para perforar la sección horizontal.

En términos limitados, el método de radio ultracorto puede ser definido como el sistema que virtualmente no tiene sección de curvatura, ya que el radio de curvatura oscila entre 1 y 2 pies, esto es, escasos centímetros. También la longitud de la sección horizontal es de apenas unos 100 a 200 pies. El tamaño del agujero varía de 2 a 6 pulgadas, y es función de la formación, de las cabezas de inyección empleadas y del fluido bombeado. ⁽⁸⁾

Este sistema se emplea para formaciones suaves con fácil penetración, tales como arenas, y es factible para proyectos de soluciones minerales y limpieza de acuíferos. Por ser utilizable en formaciones suaves, la estabilidad e integridad del agujero son las principales preocupaciones de este método.

Este sistema usa herramientas y procedimientos no comunes en los otros métodos de perforación ya que el caballaje hidráulico suministra la energía para perforar en vez de caballos de fuerza en la cara de la barrena.

II.3 EQUIPO MECANICO.

Como ya se ha mencionado, durante la planeación de un pozo hay muchos factores que intervienen cuando se determina el perfil óptimo. A continuación presentamos los requisitos para evaluar un prospecto de pozo horizontal antes de perforar: ⁽⁴⁰⁾

1. Descripción del yacimiento.
2. Continuidad vertical del yacimiento.
3. Datos del comportamiento de la formación en pozos verticales.
4. Características del yacimiento:
 - Porosidad.
 - Saturaciones.
 - Temperatura.
 - Presión.
 - Densidad del gas y/o aceite.
 - Relación gas-aceite.
 - Dirección de la máxima y mínima permeabilidad.
 - Permeabilidad vertical.
 - Espesor del yacimiento.
5. Area efectiva de drene para pozos horizontales en el yacimiento.
6. Optima dirección de los pozos horizontales.
7. Programa de desarrollo para obtener modelo de espaciamiento.
8. Evaluación de las necesidades de estimulación.
9. Diseño de terminación.
10. Método de recuperación.
11. Longitud, posición y dirección del pozo horizontal.
12. Determinación del método de perforación en base al radio de curvatura.
13. Localización superficial.
14. Profundidad y tolerancia de error en la trayectoria.
15. Costo estimado.
16. Estimación de la producción.

Ya que se ha obtenido toda la información necesaria y se ha evaluado que se cuenta con un pozo prospecto para ser perforado horizontalmente, se procede a la planeación y el

diseño del pozo horizontal. Este debe cubrir los siguientes requisitos, como mínimo los subrayados: ⁽⁴⁰⁾

1. Profundidad del objetivo horizontal.
2. Tipo de objetivo horizontal.
3. Dirección del objetivo horizontal.
4. Longitud de la horizontal.
5. Diseño del ritmo de producción.
6. Selección de la localización superficial.
7. Programa de terminación.
8. Mecanismos de producción.
9. Equipo de terminación requerido.
10. Tamaño de la tubería de revestimiento de terminación
11. Definir el método de terminación.
12. Necesidades de estimulación.
13. Definir la tolerancia máxima de error en la trayectoria.
14. Tamaño del agujero horizontal
15. Evaluación de la estabilidad de la formación en la sección de curvatura y horizontal.
16. Diseño de las curvas de construcción.
17. Programa de tuberías de revestimiento.
18. Diseño de la sarta de perforación.
19. Métodos de correlación.
20. Selección de barrenas.
21. Selección de motores para la construcción del ángulo.
22. Motores y aparejos de fondo para la sección horizontal.
23. Pescantes especiales.
24. Programa de lodos.
25. Hidráulica.
26. Predicción del torque y arrastre.
27. Diseño de tuberías de revestimiento.
28. Programa de centralizadores.
29. programa de cementaciones.
30. Necesidades de evaluación y pruebas.
31. Programa de estimulación.
32. Equipo de terminación.
33. Estimación de tiempo y costos de la perforación y terminación.

34. Estudios de costos del primer pozo y sucesivos.
35. Estudios de los ritmos de producción y recuperación.
36. Costos de operación y producción.
37. Requisitos de normatividad.
38. Planeación de contingencias.

Basados en toda la información se debe tomar la decisión del sistema que mejor se adapte a las condiciones que se tienen. La mayoría dependen del tipo de terminación, la cual es función del yacimiento y de las zonas que se requieren aislar a lo largo de la trayectoria. Además, el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación.

El mejor sistema de perforación horizontal es aquel que permita llegar al objetivo al menor costo total, lo que generalmente significa llegar al objetivo con un agujero uniforme en el menor tiempo posible. En pozos horizontales se determina en función del costo por pie perforado en la sección vertical y de curvatura más el costo por barril o pie cúbico producido en la zona de interés.

Retomando conceptos de la sección anterior, de acuerdo con la longitud de la trayectoria para alcanzar la horizontalidad de la perforación se cuenta con los métodos de RADIO LARGO, RADIO MEDIO, RADIO CORTO y RADIO ULTRACORTO. Para cada método se requiere determinado equipo mecánico.

Hay algunas consideraciones importantes que deben tomarse en cuenta cuando se diseña una sarta para pozos horizontales:

- a) Los altos ritmos de construcción y las largas secciones horizontales producen cargas torsionales que pueden exceder rápidamente los límites de operación de la tubería.
- b) La necesidad para transmitir cargas axiales a la barrena en la sección horizontal, que generalmente está sujeta a la tubería pesada y en algunos casos a la tubería para cargas compresivas.
- c) La necesidad de tuberías mas pesadas en la sección superior del agujero, que venza los efectos axiales de fricción cuando se viaja en el agujero, además de dar el adecuado peso a la barrena mientras se perfora.

El diseño de la sarta para vencer los problemas anteriores demanda de un adecuado cálculo de las cargas de tensión, compresión y torsión en cualquier punto a lo largo de la sarta. Con esto se logra:

- a) Colocar los componentes tubulares en una sarta, de tal manera que no estén sujetos a cargas que excedan sus limitaciones de diseño dentro de cada sección.
- b) Colocar los componentes adecuados en la parte compresiva de la sarta que transmitan apropiadamente las cargas axiales (peso sobre la barrena) sin pandeo.

c) La selección adecuada de un equipo con suficiente capacidad para rotar o levantar la sarta.

II.3.1 METODO DE RADIO LARGO. ⁽¹⁶⁾

Para este sistema de perforación horizontal se utiliza un equipo de perforación convencional, aparejos de fondo de pozos o BHA rígidos. La perforación de la sección vertical se realiza con rotación desde la superficie, ya sea con mesa rotatoria o equipo móvil Top-Drive. La sección curva se perfora con motores de fondo y la sección horizontal puede perforarse también con motores de fondo o con rotación desde la superficie. De acuerdo a las necesidades de inclinación o variación del ángulo, se usan estabilizadores espaciados, ya sea para mantener, incrementar o disminuir el ángulo de desviación.

Se pueden perforar todos los diámetros de agujero disponibles en cualquier sección del pozo, vertical, curva u horizontal en que se utilice este sistema. Las tuberías y lastrabarras que se utilizan son convencionales sin limitación en los diámetros y tipos de barras a emplearse. En el caso en que el desplazamiento de la sección horizontal es muy grande se utiliza la sarta invertida, agregando un número suficiente de lastrabarras en la sección vertical para proporcionar el peso necesario sobre la barra y entonces poder perforar horizontalmente. También los fluidos de perforación a emplearse con este sistema son ilimitados.

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

El sistema MWD está montado sobre un lastrabarras antimagnético y envía la información 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 vez de hacerlo por medio de un cable. Debido a que cuando se perfora la sección curva del pozo y en la mayoría de los casos también la sección horizontal, no hay rotación en la sarta de perforación, esta técnica permite el uso de herramientas de orientación accionadas con cable, como el topo o teleorientador por ondas, muy parecido al DOT o herramienta orientadora de perforación. Estas herramientas son muy útiles para controlar la desviación o la trayectoria del pozo ya que continuamente proporcionan datos como el azimut o ángulo de inclinación. ⁽¹⁷⁾

Para el control de la trayectoria del pozo es necesario hacer ciertos aparejos de fondo; ya sea para incrementar, mantener o disminuir el ángulo de inclinación.

El tipo de aparejos de fondo que se utilizan para aumentar el ángulo emplea el principio de fulcro que 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 deseado, figura II.8.

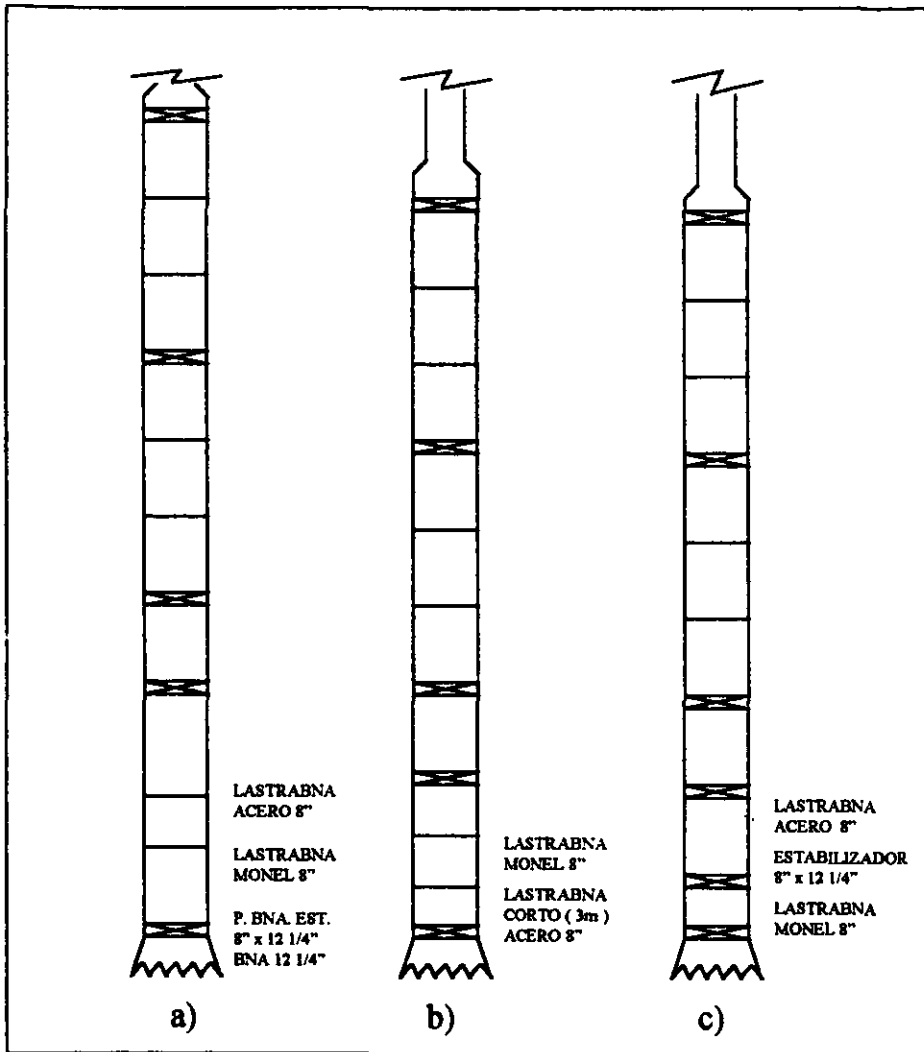


figura II.8.- Aparejos de fondo para incrementar el ángulo. ⁽⁴⁸⁾

El tipo de aparejos de fondo empleados para mantener el ángulo y rumbo se basa en el principio de estabilización, que consiste en colocar los estabilizadores lo suficientemente

cercanos de tal forma que proporcionen la suficiente rigidez al aparejo de fondo para así mantener el ángulo y rumbo de la perforación, figura II.9.

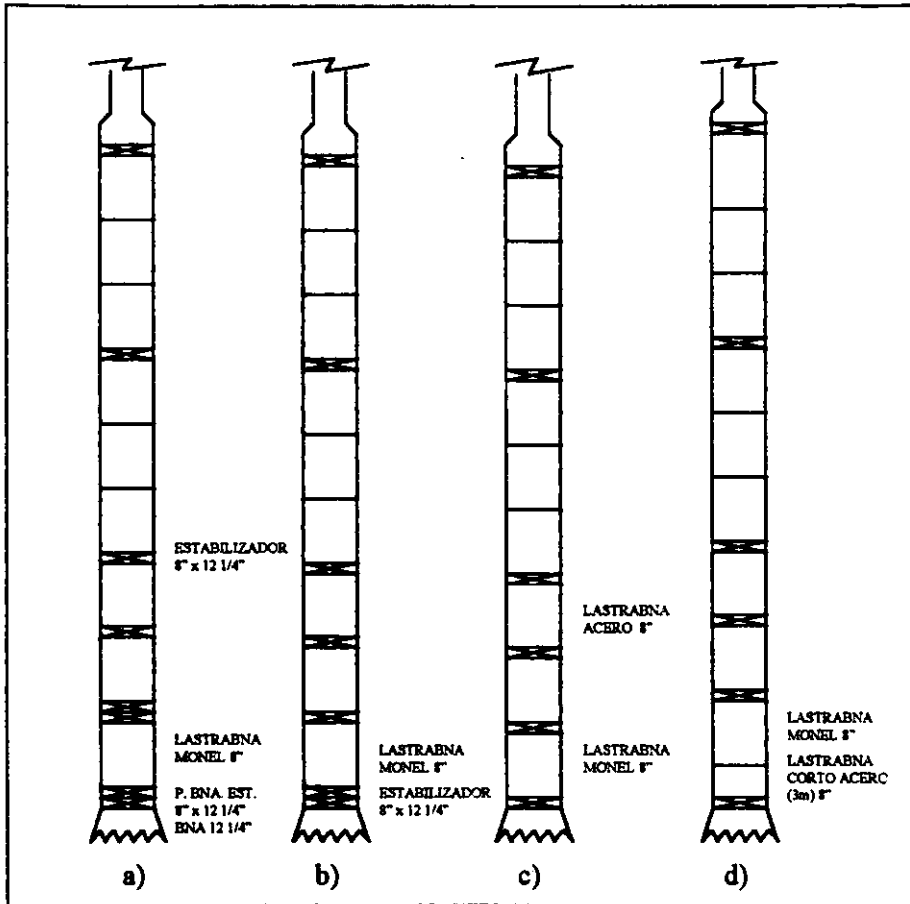


figura II.9.- Aparejos de fondo para mantener ángulo y rumbo. ⁽⁴⁸⁾

El tipo de aparejo para disminuir el ángulo utiliza el principio del péndulo, éste consiste en alejar suficientemente los estabilizadores de la barrena para permitir que actúe la fuerza de gravedad sobre la barrena y lastrabarrenas, provocando que el aparejo de fondo caiga haciendo que disminuya el ángulo de inclinación, figura II.10.

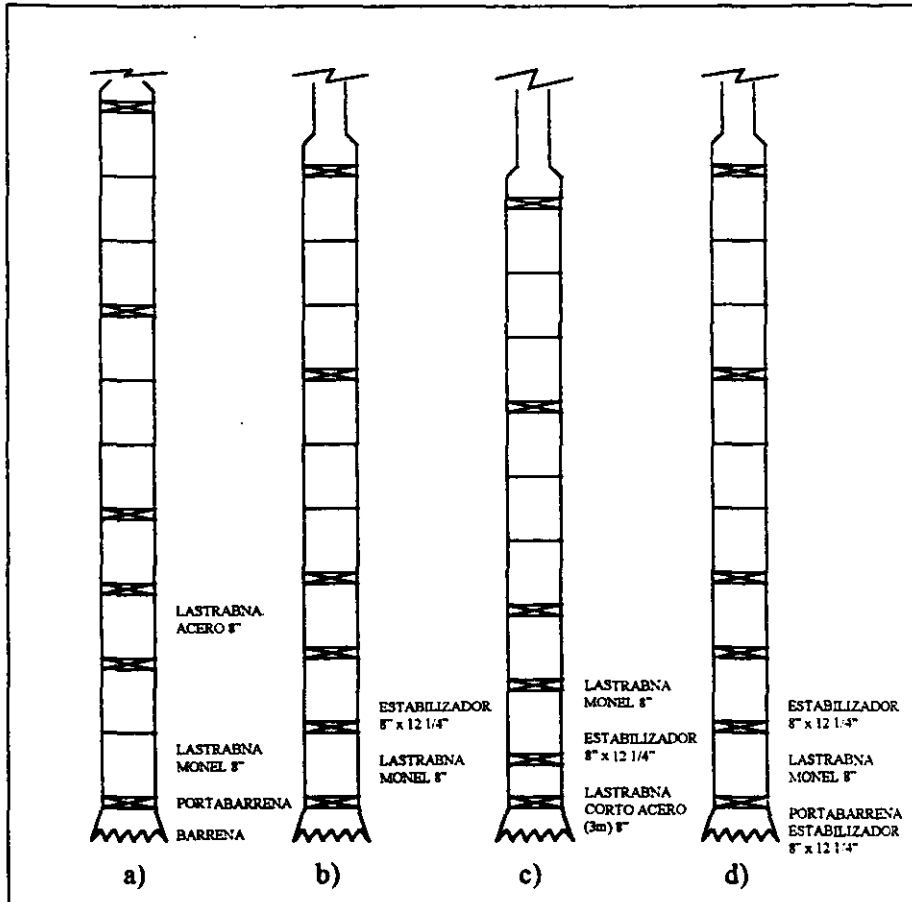


figura 11.10.- Aparejos de fondo para disminuir ángulo. ⁽⁴⁸⁾

11.3.2 MÉTODO DE RADIO MEDIO. ⁽⁴⁹⁾

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. Para este método se emplean motores de fondo para construir la sección curva y, para la sección horizontal, puede emplearse rotación desde la superficie o motores direccionales. Se usan herramientas tubulares no articuladas, tubería de perforación extrapesada diseñada para

trabajar bajo compresión en la sección curva del pozo. La tubería debe estar provista de un sistema para controlar direccionalmente el ángulo de inclinación y el rumbo del pozo durante la perforación. Este sistema puede ser el MWD o pueden ser herramientas orientadoras convencionales. Para los estudios direccionales en los que se usa el MWD, éste se limita a agujeros menores a 6 1/8". Los inclinómetros convencionales pueden utilizarse en la sección curva hasta que la fuerza de gravedad se los permita, excepto en la sección horizontal. ⁽¹⁷⁾

Como se mencionó anteriormente, la sección curva es perforada con motores de fondo. Estos deben ser de baja velocidad y alto torque, equipado con sustitutos doblados bent-sub o con carcaza doblada, bent-housing. Para perforar la sección horizontal y la sección tangente, que se encuentra también 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.

En este tipo de perforación 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 lastrabarras son colocados inmediatamente arriba de la barrena proporcionando rigidez a la sarta y el peso necesario sobre la barrena.

En este método 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. Los lastrabarras son colocados en la sección vertical cuando el ángulo de inclinación varía entre 40° y 60° proporcionando un peso de reserva para poder terminar la sección curva y empujar la sarta de perforación dentro de la sección horizontal, figura II.11.

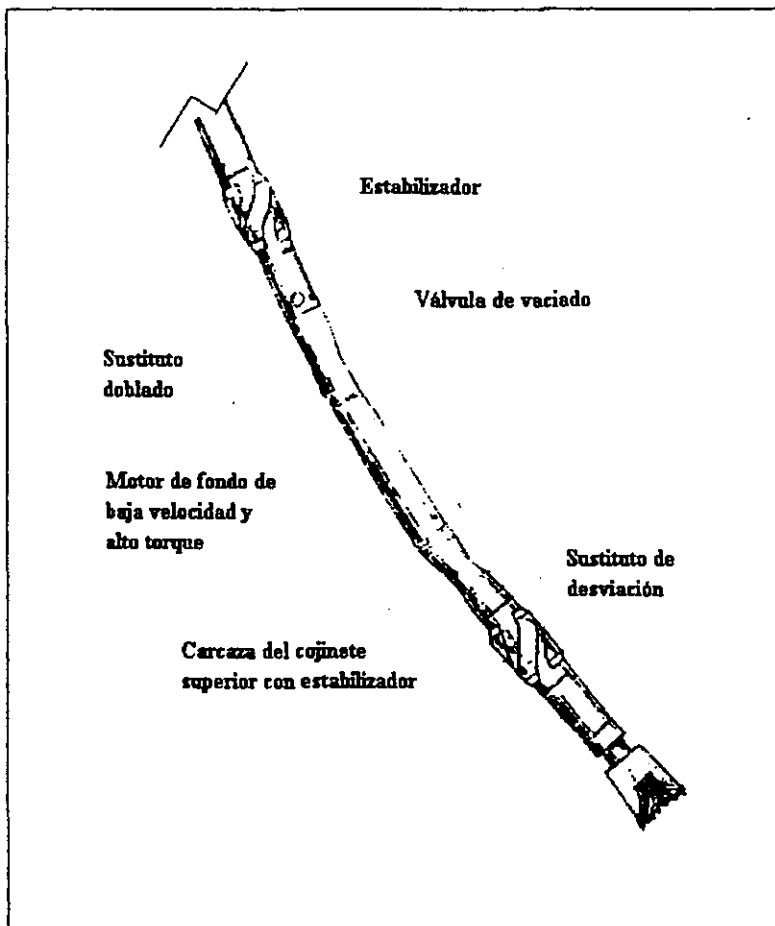


figura II.11.- Aparejo de fondo para perforar la sección curva de un pozo horizontal de radio medio. ⁽⁵⁾

II.3.3 METODO DE RADIO CORTO. ⁽⁶⁾

Para la perforación de pozos de radio corto, la rotación a la barrena es transmitida desde la superficie, con mesa rotatoria o con un equipo de perforación móvil, el también llamado Top Drive; aunque no se descarta la utilización de aparejos con motores de fondo. Se utilizan lastrabarreras flexibles con varios diseños de tubería articulada.

Existe una técnica para perforar pozos horizontales en la cual el aparejo de fondo del pozo incluye una junta articulada (Knuckle-joint) con una unión de rodilla que permite que la herramienta se flexione y cuenta además con un estabilizador o escariador inmediatamente arriba de la barrena, figura II.12. Con este tipo de aparejo se requiere de una curvatura severa al iniciar la sección curva del pozo, lo que generalmente es resuelto con un desviador de pared el cual 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 fulcro, lo que permite que la barrena logre un ángulo en la misma dirección de la curvatura.

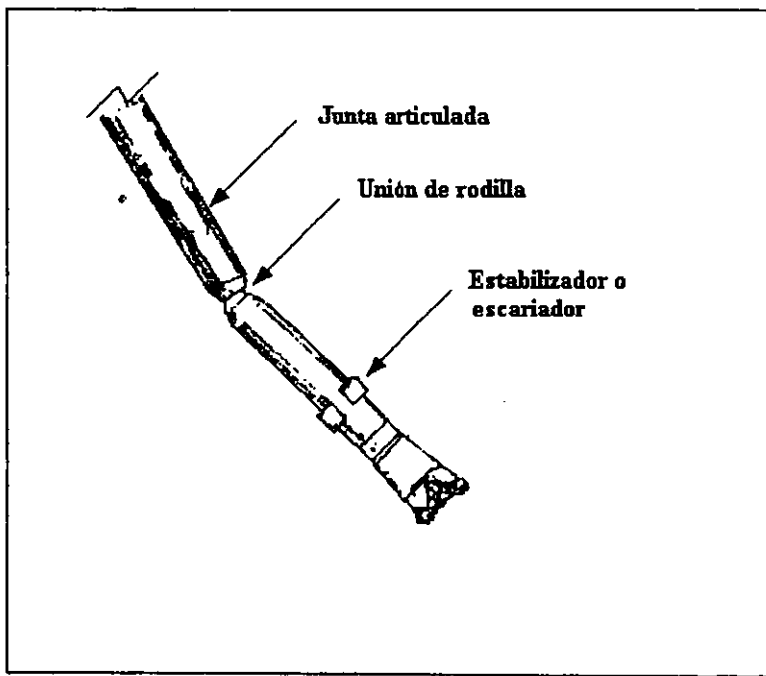


figura II.12.- Aparejo con junta articulada y estabilizador. ⁽⁵⁾

Esta técnica tiene una gran ventaja, es muy simple, pero la desventaja más grande es que no se tiene un buen control direccional, ya que cualquier fuerza de fricción desbalanceada entre el escariador y la formación puede provocar que se pierda la dirección programada.

Existe otra técnica para radios cortos y es la más utilizada. En esta técnica, el aparejo de fondo de pozo que se utiliza para construir la sección curva, está diseñado con una

carcaza no rotaria de conchas flexibles, la cual proporciona la curvatura a la herramienta. Una flecha impulsora interna transfiere el movimiento de rotación de la sarta vertical a la barrena y dos conjuntos de cojinetes conectan la carcaza con la flecha impulsora, uno en la parte superior y el otro en la parte inferior, figura II. 13.

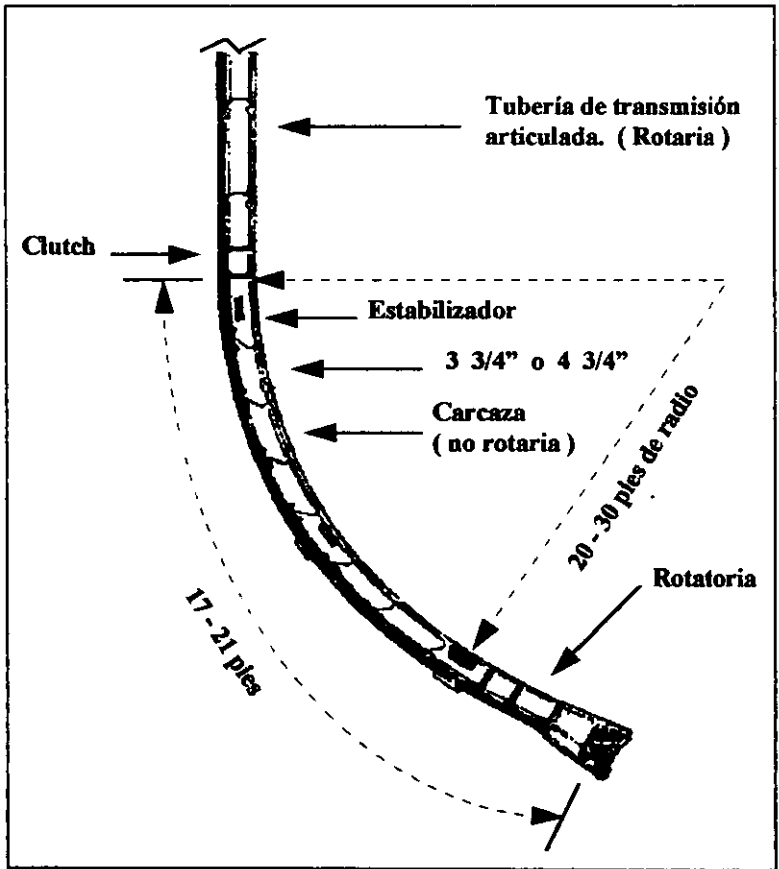


figura II. 13.- Aparejo con carcaza no-rotaria de conchas flexibles. ⁽¹⁰⁾

La sarta cuenta además con un embrague o clutch superior que permite un ligero movimiento a 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 absorber los empujes ocasionados durante la perforación y transmitir el peso a la barrena; al mismo tiempo, la

flecha impulsora interna transmite la rotación a la barrena la que gira sin generar torsión a la carcasa permitiendo que el ensamble permanezca orientado en su plano curvo. Esto permite que la barrena perfora a lo largo de la trayectoria deseada durante la desviación.

Las técnicas de radios cortos utilizan normalmente un desviador de pared orientado para iniciar el agujero lateral a partir del punto de inicio de desviación KOP del pozo vertical, en la dirección deseada. Una vez que se han perforado dos terceras partes de la sección curva, el agujero debe ser registrado con un inclinómetro multidisparo para confirmar el ángulo de inclinación y el rumbo de la trayectoria del pozo, pudiendo hacer ajustes en la dirección del pozo, de ser necesarios.

II.3.4 METODO DE RADIO ULTRACORTO. ⁽¹⁰⁾

Como ya mencionamos, esta técnica para perforar pozos horizontales no utiliza rotación desde la superficie ni emplea motores de fondo; utiliza una Unidad de Tubería Flexible (UTF) que proyecta un chorro de agua a alta presión como elemento de ataque.

Para la perforación de pozos utilizando el método de radio ultracorto se emplea equipo especializado y la preparación del pozo que se requiere depende de la configuración, ya sea agujero abierto o entubado. Si la técnica se emplea en agujeros entubados, el pozo requiere ser seccionado, mientras que en agujeros abiertos se requiere hacer una preparación mínima. Este sistema usa herramientas y procedimientos no comunes en los otros métodos, ya que la energía para perforar es suministrada por la potencia hidráulica en vez de potencia en la cara de la barrena. Se emplea un aparejo desviador que es bajado al fondo con una sarta de perforación hasta una zona que ha sido previamente ampliada. El aparejo desviador está diseñado para instalarse dentro de la tubería de revestimiento, figura II.14. La tubería de perforación es de 1 1/4" y lleva una boquilla en la punta que proyecta un chorro cónico de agua a muy alta presión (10 000 psi) que perfora la formación productora.

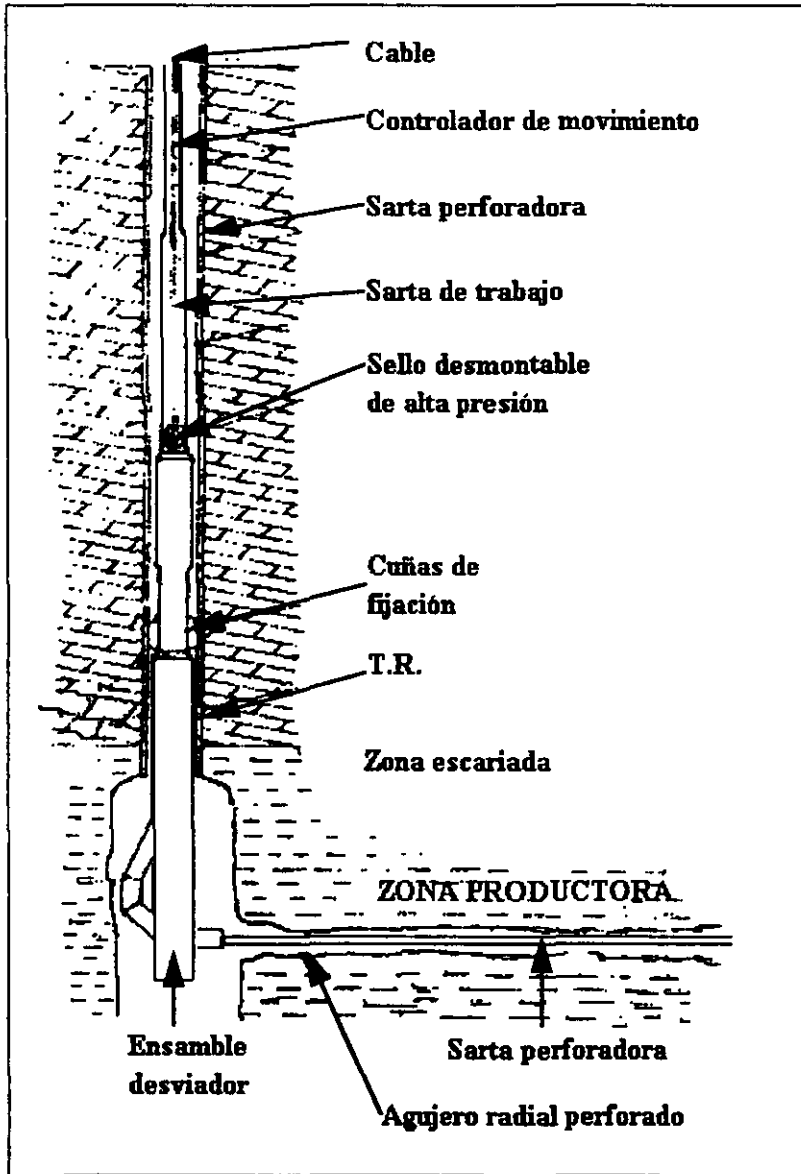


figura II.14.- Sistema radial de radios ultracortos. ⁽¹⁰⁾

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 de perforación y la deflexionan progresivamente hasta doblarla a 90° de la vertical logrando que entre horizontalmente a la

formación, figura II.15. 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.

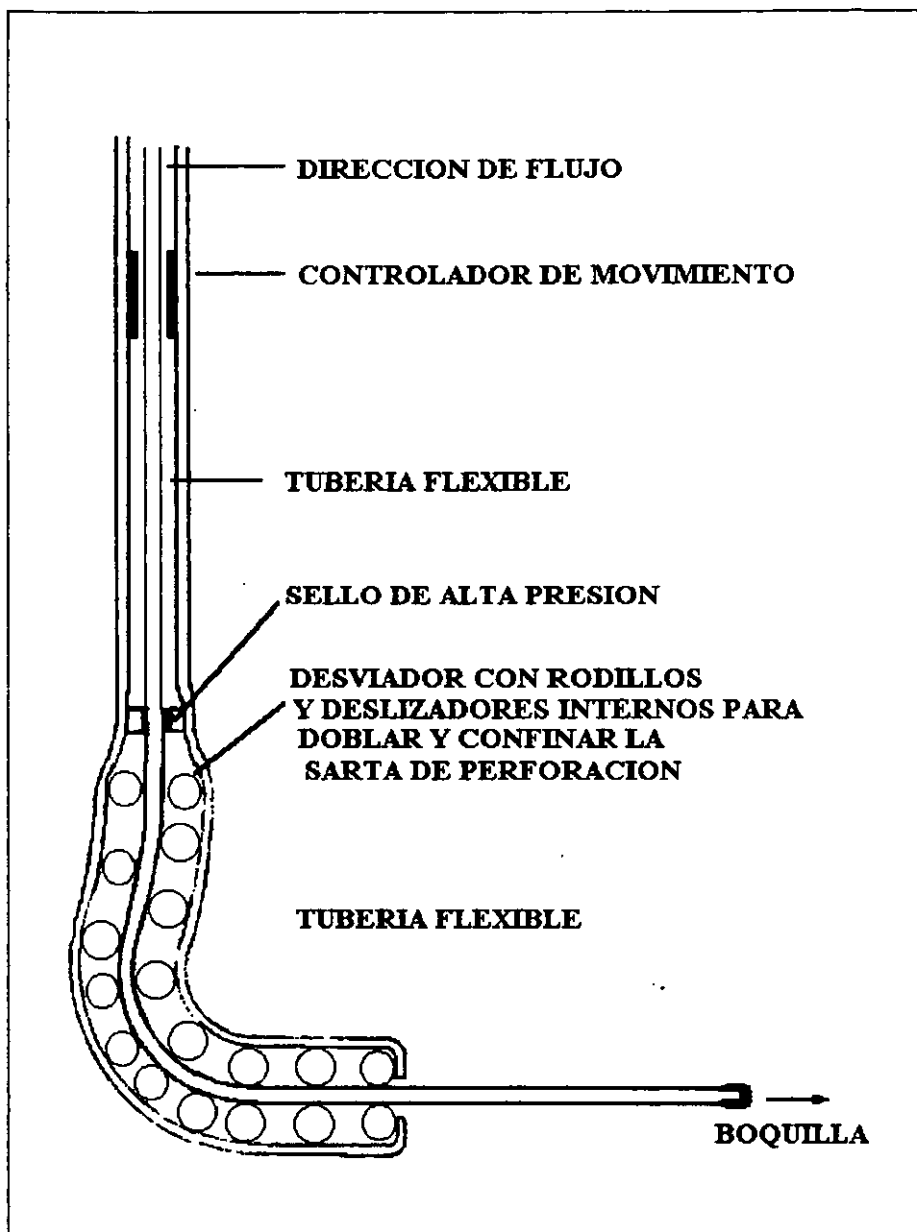


figura II.15.- Desviador de la sarta de perforación. ⁽⁸⁾

El ritmo de penetración, Rate of Penetration o ROP es regulado por un controlador hidráulico unido en el extremo superior del desviador, el controlador de movimiento combina la propulsión y el avance de la tubería perforadora , dentro, al través y fuera del desviador. La tubería flexible es impulsada fuera por la presión del agua generada dentro de la sarta de trabajo. En forma general, el controlador actúa como un pistón que empuja la tubería flexible; éste cuenta con unos sellos externos que se deslizan dentro de una cavidad pulida en la sarta de trabajo vertical.

Para instalar el aparejo desviador es necesario el escariamiento de una sección del agujero descubierto del pozo vertical, abajo de la zapata de la última TR para el caso de pozos nuevos o bien, se muele una sección de la TR de un pozo vertical ya existente para posteriormente realizar el escariamiento de la sección para permitir la instalación del aparejo desviador del sistema radial de radios ultracortos y poder perforar lateralmente el agujero de drene. En la zona escariada se perfora a chorro el agujero de drene o varios agujeros de drene en forma circular. Se pueden perforar dos, cuatro o más agujeros de drene a partir de un punto de inicio sencillo a la misma profundidad de cada pozo, sin embargo existen diferentes arreglos radiales circulares para cuatro y para doce agujeros de drene, figura II.16.

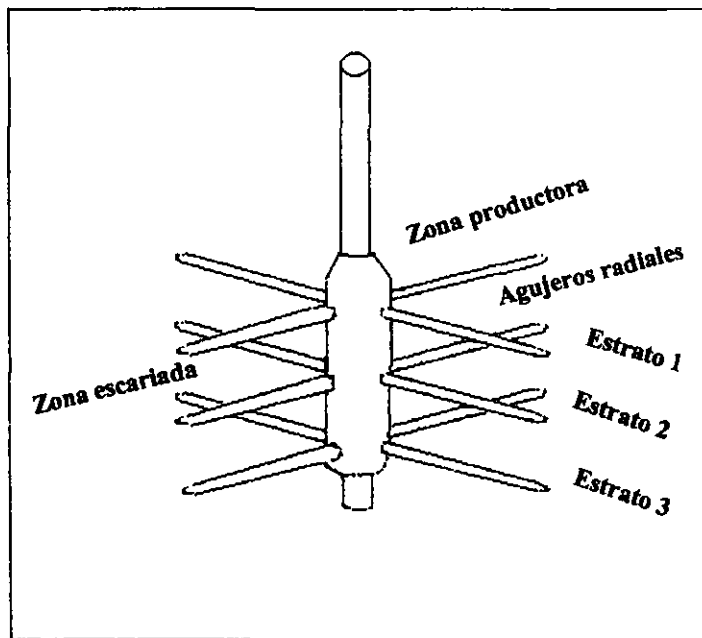


figura II.16.- Terminación radial múltiple. ⁽¹⁰⁾

II.4 Ejemplos de Aplicación.

II.4.1 Ejemplo 1.⁽²²⁾

En un área de 40 acres, ¿Cuál es la máxima longitud a la que puede perforarse un pozo centrado en esta área, utilizando las diferentes técnicas de perforación?

Solución:

Se asume que el área de cuarenta acres es cuadrada.

Convirtiendo el área a pies cuadrados:

$$\begin{aligned} \text{Area} &= 40 \text{ acres} * 43\,560 \text{ ft}^2/\text{acre} \\ &= 1\,742\,400 \text{ ft}^2 \end{aligned}$$

Por lo tanto, cada lado del área cuadrada será de 1320 pies.

Si el pozo es perforado en Estados Unidos de Norteamérica, ciertas leyes no permiten cruzar el límite del área disponible, otras leyes obligan a terminar el pozo a determinada distancia del lindero del área, por lo general a 150 pies. De esta manera, tal como se muestra en la figura II.17, la máxima longitud a la que puede perforarse el pozo, a lo largo de cada eje, "x" o "y", será:

$$1320 - (150 * 2) = 1020 \text{ pies.}$$

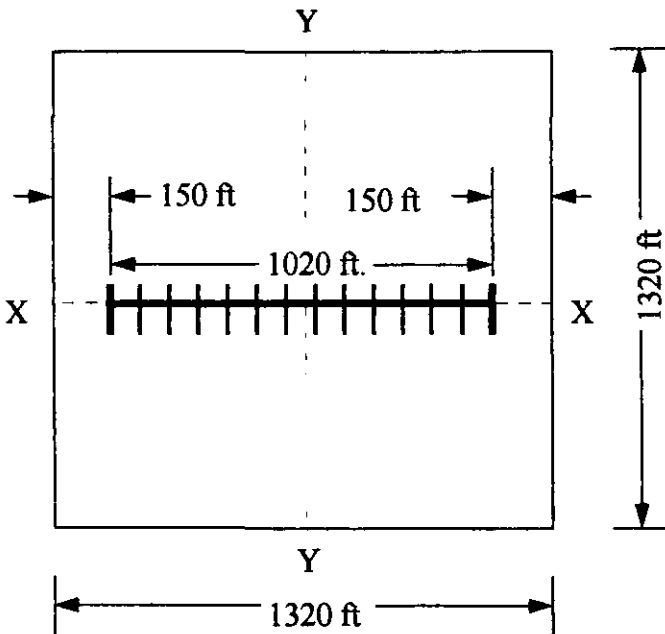


figura II.17.- Pozo horizontal en un área de 40 acres.⁽²²⁾

La longitud diagonal del área original es de 1867 pies, y la longitud diagonal máxima posible del pozo horizontal es de 1442 pies.

Utilizando el método de Radio Ultracorto, se requiere un radio de curvatura de 1 a 2 pies; la longitud máxima del pozo horizontal es también la longitud máxima posible de este método de perforación: 200 pies.

Utilizando el método de Radio Corto, se requiere un radio de curvatura de 20 a 40 pies; generalmente la longitud horizontal de los pozos utilizando este método es de 450 pies, pudiendo alcanzar hasta 700 pies, por lo tanto no hay problemas para su perforación.

Utilizando el método de Radio Medio, se requiere un radio de curvatura de 300 pies, y se puede perforar un pozo horizontal con una longitud máxima de 720 pies, ubicándolo de manera paralela a cualquier eje del área de estudio.

Utilizando el método de Radio Largo, se requiere un radio de curvatura de 1000 pies, por lo tanto resulta difícil perforar un pozo centrándolo en esta área; se requiere perforar el pozo de manera diagonal y la longitud horizontal resultaría demasiado corta.

II.4.2 Ejemplo 2.⁽²²⁾

¿Cuál es la longitud máxima de un pozo horizontal, para cada uno de los métodos de perforación, en áreas de 60 acres y 80 acres?

Solución:

La longitud máxima a la que un pozo horizontal puede ser perforado en una determinada área, está determinada por las dimensiones de los ejes coordenados "x" y "y", que la delimitan y por la longitud de la diagonal; se supone una área de drene cuadrada para realizar los cálculos. En las figuras II.18 y II.19 se presentan las dimensiones permisibles para un área de 60 acres utilizando los métodos de Radio Medio y Radio Largo. Las posibles longitudes de pozos horizontales para los diferentes métodos de perforación se resumen en la tabla II.2.

Área de Drene		60 acres	80 acres
Máxima dimensión para el lado "x" o "y"		1617 pies	1867 pies
Máxima longitud diagonal		2286 pies	2640 pies
Método de Perforación	Radio de Curvatura (pies)	Máxima longitud del pozo (pies)	Máxima longitud del pozo (pies)
Radio Ultracorto	1 a 2	200	200
Radio Corto	20 a 40	450	450
Radio Medio	300 a 800	1017 *	1267 *
Radio Largo	1000 a 2500	1074 **	1428 **

* Pozo centrado a lo largo de los ejes "x-x" o "y-y" del área de drenaje.

** Pozo a lo largo de la diagonal del área de drenaje.

tabla II.2.- Dimensiones para pozos horizontales en áreas de 60 y 80 acres.⁽²²⁾

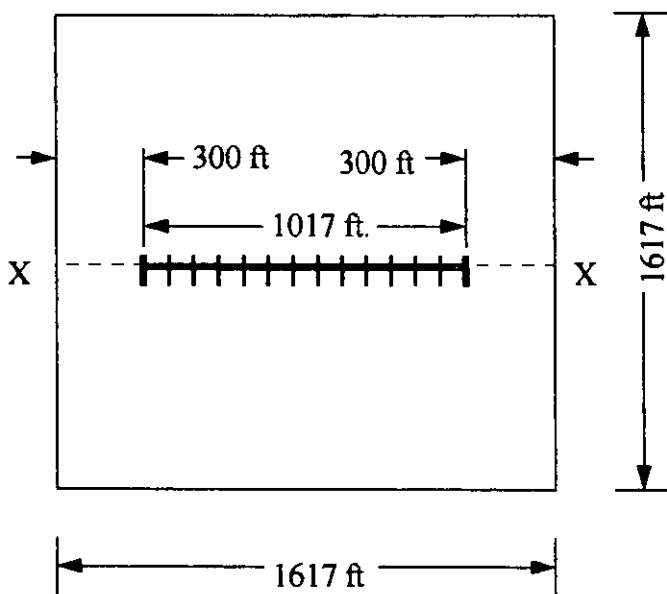


figura II.18.- Pozo horizontal de Radio Medio en un área de 60 acres.⁽²²⁾

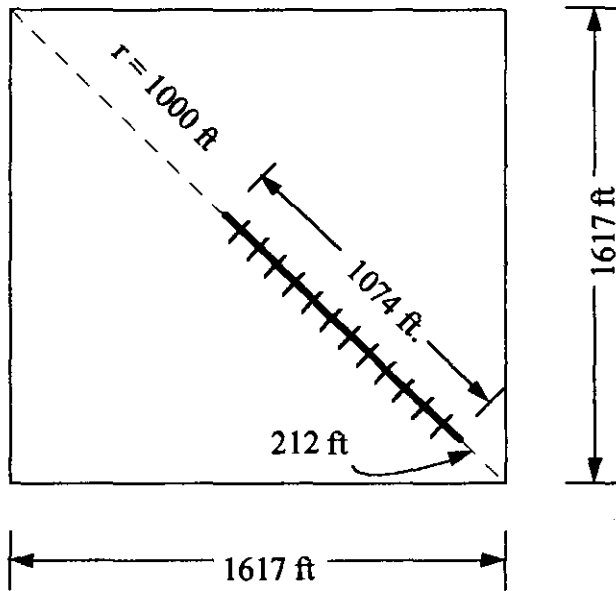


figura II.19.- Pozo horizontal de Radio Largo en un área de 60 acres. ⁽²²⁾

II.5 SISTEMA HIDRAULICO.

En los trabajos de perforación, el fluido de perforación mejora las condiciones en que se realizan estas maniobras, al 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; de estas funciones de un fluido de perforación, la principal es la de transportar a la superficie los recortes de la formación, y esto en un pozo horizontal se complica debido a 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. ⁽⁷⁾ La limpieza del agujero esta relacionada con propiedades del lodo de perforación tales como la viscosidad, el esfuerzo gel, el régimen de flujo, la velocidad en el espacio anular, y la densidad; generalmente cuando se incrementan la velocidad en el espacio anular y la densidad se mejora la capacidad de limpieza en el agujero.

Un adecuado control de la densidad del fluido de perforación dentro del pozo es indispensable para evitar su inestabilidad y como consecuencia que se colapse si la presión en el fondo del pozo es insuficiente, o que sucedan fracturas indeseables en la formación, cuando la presión en el pozo es mayor que la presión de fractura de la formación.

Gracias al estudio realizado para intervalos similares y bajo las mismas condiciones, se ha determinado un valor máximo de densidad de 1.62 g/cm³ o 13.5 lb/gal para el fluido de perforación, lo que permite controlar adecuadamente las presiones de formación y soportar las paredes del pozo, sin llegar a fracturar a la formación. De igual manera con este valor de densidad, disminuyeron problemas tales como la limpieza del agujero, cierre del agujero, torsión, arrastre y pegadura de tubería. ⁽³²⁾

El asentamiento de los recortes en la parte baja del agujero cuando se tiene un flujo laminar, también depende del punto de cedencia del fluido de perforación, Y_p ; por medio de investigaciones se han logrado determinar valores para el punto de cedencia a condiciones ambientales, que permiten eliminar completamente el canal de sólidos. ⁽⁴³⁾ Los resultados de estas pruebas se presentan en seguida en la tabla II.3.

ANGULO	PUNTO DE CEDENCIA Y_p (lb/100 ft ²)
45°	15
60°	20
85°	28
90°	30

tabla II.3.- Punto de cedencia mínimo del fluido de perforación en función del ángulo. ⁽⁴³⁾

La trayectoria que siguen los recortes de formación desde el fondo del pozo hacia la superficie pasan a través de diversas secciones con variaciones en la inclinación desde 90° a 0° y la limpieza del pozo varía entre cada una de estas secciones. Mediante pruebas, cálculos teóricos y experiencia de campo, se ha logrado dividir el pozo en tres secciones con diferente inclinación, separadas por los dos siguientes valores críticos del ángulo de inclinación: ⁽⁴⁵⁾

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

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 la

componente radial V_{sr} de la partícula se incrementa hacia la parte inferior del pozo; ver figura II.20.

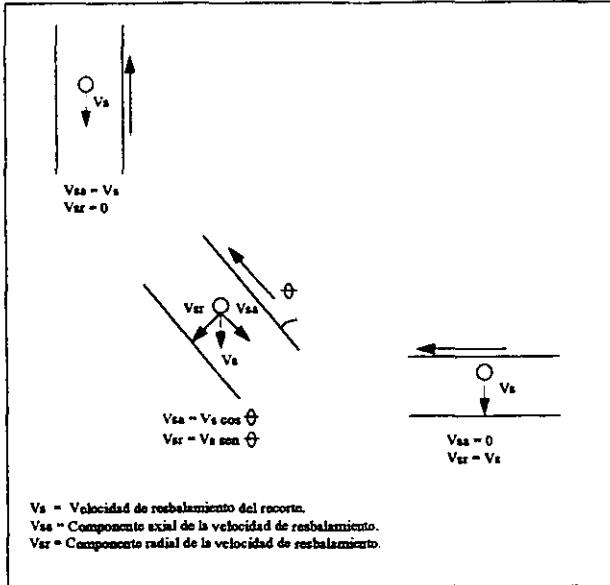


figura II.20.- Efecto de la gravedad sobre los recortes al variar la inclinación del pozo.⁽⁴⁷⁾

A continuación se presenta un análisis del comportamiento de las partículas en cada una de las tres secciones propuestas con diferente inclinación.

a) 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} ; es conveniente el uso de flujo laminar en caso de que existan recortes grandes, y si se requiere es posible circular baches de alta viscosidad en este rango de desviación.

b) Secciones donde la inclinación varía entre α y β .

Al incrementarse el ángulo, V_{sr} aumenta continuamente aumentando la tendencia de depositación de las partículas en la parte inferior del pozo, simultáneamente 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. Esta sección es crítica ya que los recortes forman un banco en la parte inferior del pozo, el cual tiende a deslizarse pozo abajo por el efecto de la gravedad cuando la bombas se detienen, pudiendo ocasionar pegaduras de tubería, a menos que todos los recortes sean circulados antes del viaje d la tubería. Esta sección requiere de una velocidad del lodo de 0.9 a 1.0 m/seg o 3.3 ft/seg para ser limpiada; cuando no se pueda alcanzar esta velocidad por limitaciones de bombeo, inestabilidad del agujero o del motor de fondo, el tiempo de circulación deberá incrementarse. ⁽⁴⁷⁾

c) Secciones donde la inclinación varía entre β y 90° .

En esta sección la influencia de la componente axial de la velocidad de resbalamiento se reduce hasta alcanzar un valor de cero cuando el ángulo es de 90° , los recortes presentan la tendencia a asentarse y concentrarse en la parte baja del agujero alrededor de la tubería de perforación. En esta sección es recomendable el flujo turbulento para evitar el asentamiento de los recortes, o de no ser posible, debe incrementarse el tiempo de circulación y la rotación de la tubería, lo cual desestabilizará los bancos de recortes. Cuando se tienen bajas velocidades, el flujo turbulento se puede lograr al reducir la viscosidad del fluido de perforación. El reducir el volumen anular manteniendo el gasto constante, también puede ayudar a lograr el flujo turbulento; el diseño del aparejo de fondo es importante en este punto, porque los requerimientos de flujo o restricciones de gasto y presión de los componentes tales como los de la herramienta de medición mientras se perfora o del motor de fondo pueden no permitir el flujo turbulento.

Un punto importante a considerar cuando se selecciona un fluido de perforación o terminación de un pozo horizontal es el control del filtrado, buscando evitar daños al yacimiento; por lo tanto es preferible el uso de polímeros a la bentonita y la barita puede sustituirse por carbonato de calcio, que actúa como densificante y como agente taponante temporal, previniendo las pérdidas de circulación. Esto es especialmente importante cuando se perfora a través de formaciones fracturadas, ayudando a construir un enjarre firme y que puede ser fácilmente removido de la pared del pozo mediante acidificación. ⁽⁴⁵⁾ En resumen es indispensable usar fluidos con baja pérdida de filtrado y de bajo contenido de sólidos, así mismo, debe de asegurarse que el enjarre se pueda remover efectivamente durante la fase de terminación y que los agentes taponantes sean solubles en agua o en ácido

y disponer de un buen equipo de limpieza con capacidad para el manejo de un gran rango de sólidos.

También es importante que el fluido de perforación proporcione 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. Otro aspecto que no debe olvidarse al seleccionar el fluido de perforación es prevenir la incompatibilidad de éste con el fluido de la formación.

II.6 FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS PARA PERFORAR POZOS HORIZONTALES.

Para alcanzar el éxito tanto económico como en productividad cuando se perforan pozos horizontales, es necesario conocer las características del daño a la formación provocado al realizar los trabajos de perforación, y desarrollar técnicas para minimizar la extensión del daño causado por los lodos de perforación; por lo tanto, durante el diseño de éstos, es de gran importancia considerar su compatibilidad con las rocas y fluidos del yacimiento, que presenten pérdidas mínimas de fluido, que generen un enjarre de poco espesor proporcionando estabilidad de las paredes del pozo, su capacidad lubricante, de transporte y suspensión de recortes, sus propiedades reológicas y su costo; además para controlar el daño a la formación es necesario mantener dentro de parámetros las propiedades del lodo, durante todas las operaciones de perforación.

A continuación se presentan tres lodos de perforación utilizados exitosamente en la perforación de pozos horizontales, en los campos Shengli y Dagang, en China,⁽⁴⁶⁾ estos lodos son:

- a) Lodo de Polímero Anfotérico.
- b) Lodo de Emulsión SN-1 aceite en agua (OIW).
- c) Lodo con Hidróxido Metálico Mezclado (MMH).

Los yacimientos en donde se utilizaron estos lodos están constituidas por areniscas poco permeables, con bastantes estratos de pizarras; la permeabilidad absoluta de las rocas presenta valores por abajo de 80 md y la porosidad presenta un rango de 7 a 20 %. La composición y las propiedades de los fluidos de formación son distintos para diferentes formaciones; el contenido de asfalten y parafina en el aceite está en un rango de 3.5 a 6.3 % y 6.2 a 17.9 % respectivamente; la densidad del aceite a temperatura ambiente fluctúa de

0.87 a 0.92 g/cm³ y la viscosidad a 50° C varia de 18 a 430 mPa.s. La salinidad del agua de formación es de 3000 a 12000 ppm, con un contenido relativamente alto de calcio (Ca²⁺).

Estas características del yacimiento implican que el fluido de perforación se diseñe para prevenir el daño inducido por la precipitación de carbonato de calcio, parafinas y asfaltenos; la presencia de pizarras en la formación también implica considerar agentes para su control.

Los tres lodos antes mencionados fueron preparados en base a diversos productos comerciales de carbonato de calcio, denominados como QS-1, QS-2, QS-3, etc, presentando cada uno de ellos diferentes niveles de distribución del tamaño de la partícula.

Las partículas de carbonato de calcio pueden participar como base en el proceso de deposición y formación de enjarre si su tamaño (d) fluctúa entre la mitad y las dos terceras partes del tamaño promedio del poro (d_p) de la formación objetivo.⁽⁴⁶⁾

Los valores del tamaño promedio del poro, pueden medirse por medio del método de inyección de mercurio o utilizando la siguiente ecuación empírica.⁽⁴⁶⁾

$$d_p = n(32 k / F)^{1/2} \quad (7)$$

En donde:

d_p , es el tamaño promedio del diámetro del poro, medido en μm .

n , es una constante con valor de 0.85 para formaciones de roca arenisca porosa.

k , es la permeabilidad, medida en md.

F , es la porosidad, medida en porcentaje.

Los tamaños de partícula de carbonato de calcio usados en estos lodos de perforación se seleccionaron de acuerdo a este criterio.

Como ejemplo se tienen los valores de 36 md de permeabilidad y 16.5% de porosidad, de la formación objetivo alcanzada al perforar el pozo NMH-1 en el yacimiento Dagang, al aplicar la ecuación (7) se obtiene un valor de 7.1 μm . para d_p , lo que implica que el tamaño de partícula de carbonato de calcio seleccionado debe estar en un rango de 3.6 a 4.7 μm .

Pruebas basadas en la alteración de la permeabilidad, demostraron que el contenido apropiado de carbonato de calcio para el lodo mezclado con hidróxido metálico MMH y el lodo de emulsión SN-1 OIW, puede variar de 25 a 30 kg/m³ y para el lodo de polímero anfotérico de 30 a 40 kg/m³.⁽⁴⁶⁾

En la tabla II.4 se muestra la formulación para el lodo de polímero anfotérico, cuyos aditivos principales son un polímero de alto peso molecular, denominado como FA-367 que

actúa como encapsulador y agente de control de filtración, y un polímero de bajo peso molecular, el XY-27, que es un defloculante, ayuda a bajar la densidad del lodo y es efectivo en inhibir la dispersión de los sólidos producidos por la perforación. Otros aditivos suplementarios tales como potasio, asfalto sulfonatado y carbonato de calcio son utilizados para mejorar el funcionamiento de este lodo.

Componente Químico	Característica	Código	Contenido (kg/m ³)
Bentonita	Viscosificante	—	20 a 30
Polímero	Encapsulador	FA-367	2.5 a 3
Polímero	Defloculante	XY-27	1.5 a 2
Polímero	Agente para control de filtración	JT-888	3 a 5
Resina Fenólica Sulfonada	Agente para control de filtración	SMP	20 a 25
Asfalto Sulfonatado	Agente para control de pizarra	SAS	15 a 20
Potasio	Agente para control de pizarra	KHm	20 a 30
Carbonato de Calcio	Agente que facilita la formación de enjarre	QS	30 a 40

tabla II.4.- Formulación para el lodo de polímero anfotérico. ⁽⁴⁶⁾

El polímero FA-367 ayuda a eliminar la presencia de las partículas pequeñas provocadas por la desintegración de las pizarras, ya que los cationes orgánicos presentes en sus cadenas moleculares se adsorben fácilmente sobre las superficies de la pizarra cargada negativamente, aglomerándolas en partículas sólidas que se incorporan al flujo del lodo de perforación; la presencia de estos sólidos junto con el carbonato de calcio ayudan a la formación rápida del enjarre en la pared del pozo.

Después de la rápida formación de enjarre, este lodo reduce el ritmo de filtración, al recubrir el enjarre con partículas finas; esto ayuda a minimizar el daño a la formación, especialmente en los casos en que se hacen terminaciones con agujero abierto.

El lodo de emulsión SN-1 OIW, se prepara agregando de 50 a 80 kg/m³ de diesel a aceite mineral a un lodo de polímero previamente preparado; para mejorar la estabilidad de la emulsión y la lubricidad, se agrega un emulsificador sólido, denominado como SN-1. Este lodo se caracteriza por la formación de un enjarre delgado y por tener una baja pérdida de filtración, pudiendo compararse con un lodo de emulsión inversa agua en aceite. Las partículas de carbonato de calcio ayudan a la rápida formación del enjarre y posteriormente

sus microporos y fracturas son tapadas por las gotas de aceite emulsificado, por el asfalto sulfonado y por algunas otras partículas finas presentes en el lodo; esto proporciona al enjarre formado una permeabilidad extremadamente baja. En la tabla II.5 se presenta la formulación completa para este lodo.

Componente Químico	Característica	Código	Contenido (kg/m ³)
Bentonita	Viscosificante	———	20 a 30
Diesel o aceite mineral	Aceite	———	50 a 80
———	Emulsificador sólido	SN-1	5 a 10
Polímero	Polímero parcialmente hidrolizado	PHPA	3 a 5
	Polímero de potasio	KPAM	3 a 5
Asfalto Sulfonado	Agente para control de pizarra	SAS	30 a 50
Resina Fenólica Sulfonada	Agente para control de filtración	SMP	20 a 30
Celulosa	Agente para control de filtración	CMC	2 a 5
Lignosulfonato ferro-cromico	Defloculante	FCLS	Cantidad de acuerdo al funcionamiento del lodo
Tanfo sulfonado	Defloculante	SMT	
Carbonato de Calcio	Agente que facilita la formación de enjarre	QS	25 a 30

tabla II.5.- Formulación para el lodo de emulsión SN-1 aceite en agua (OIW).⁽⁴⁶⁾

El lodo MMH está compuesto por un hidróxido metálico mezclado en estado coloide, bentonita y otros aditivos suplementarios, tal como se muestra en la tabla II.6.

Componente Químico	Característica	Código	Contenido (kg/m ³)
Hidróxido metálico mezclado	Aditivo principal	MMH	30 a 40 *
Bentonita	Viscosificante	———	20 a 30
Lignosulfonato ferro-cromico	Defloculante	FCLS	Cantidad de acuerdo al funcionamiento del lodo
Tanfo sulfonado	Defloculante	SMT	
Polímero	Polímero parcialmente hidrolizado	PHPA	2 a 3
Resina Fenólica Sulfonada	Agente para control de filtración	SMP	10 a 20
Potasio	Agente para control de pizarra	KHm	25 a 35
Carbonato de Calcio	Agente que facilita la formación de enjarre	QS	25 a 30

* La concentración coloidal del hidróxido metálico mezclado es de 8%.

tabla II.6.- Formulación para el lodo con hidróxido metálico mezclado.⁽⁴⁶⁾

La efectividad de este lodo para prevenir el daño a la formación se debe a las características de sus aditivos inorgánicos, y las fuertes interacciones entre los cristales de hidróxido metálico mezclado y las plaquetas de bentonita. Este lodo permite la formación de enjarres que contribuyen a reducir las invasiones hacia la formación, aún en la presencia de lodos de baja densidad; el mecanismo por el cuál ocurre esto se asemeja a la formación de un gel.

El lodo con hidróxido metálico mezclado posee la habilidad de formar un enjarre predominantemente externo, el cual a diferencia del enjarre interno que usualmente causa serios daños, se remueve fácilmente con un lavado o simplemente por aplicación de contrapresión, lo que ocurre cuando el pozo brota para producir; de esta manera, el daño residual a la formación es mínimo.

La densidad con la que operan estos lodos de perforación para pozos horizontales varía en un rango de 1.2 a 1.6 g/cm³ y es controlada adicionándoles barita grado API.

Pruebas efectuadas con estos lodos de perforación demuestran que los valores de la relación de permeabilidades ($R = k_{daño}/k_{original}$), es bastante mayor que la obtenida con lodos convencionales, esto se muestra en la tabla II.7. Otras pruebas demuestran que la presión inicial requerida para que los fluidos comiencen a moverse y su presión de desplazamiento para un determinado gasto, son menores que para los lodos de perforación comunes. Esta baja resistencia de los fluidos a moverse en núcleos tratados con estos lodos de perforación para pozos horizontales, demuestran que la reducción a la permeabilidad que ocasionan a la formación es menor a la provocada por lodos de perforación convencionales⁽⁴⁶⁾ Ver tabla II.7.

Número de núcleo	Tipo de lodo	k_d (md)	k_o (md)	$R = k_d/k_o$
1	Polímero anfotérico	58.5	54.1	92.5
2	Polímero anfotérico	34.2	30.4	89.0
3	MMH	55.4	52.1	94.1
4	MMH	30.6	27.7	90.4
5	Emulsión SN-1 OIW	57.7	47.2	81.8
6	Emulsión SN-1 OIW	35.0	30.5	87.0
7	Convencional	54.1	27.5	50.9
8	Convencional	32.7	21.5	65.7
9	Convencional de polímero	50.2	36.8	73.3
10	Convencional de polímero	29.5	22.6	76.6

k_o - permeabilidad original, k_d - permeabilidad con daño.

tabla II.7.- Reducción de la permeabilidad en núcleos, para diferentes lodos. ⁽⁴⁶⁾

CAPITULO III

PROBLEMAS QUE HA PRESENTADO Y MEDIOS EMPLEADOS EN SU SOLUCION.

III.1 Problemas más comunes.⁽¹¹⁾

Algunos de los problemas encontrados durante la perforación horizontal son los siguientes:

1. Perforando en presencia de brotes.
2. Pérdidas de circulación.
3. Fuga en los sellos del cabezal rotatorio.
4. Descontrol de pozo al sacar la tubería.
5. Presencia de brotes en yacimientos fracturados.
6. Uso del preventor anular.
7. Pegadura de tubería.
8. Sacando la tubería del pozo bajo presión.
9. Mano de obra no calificada.
10. Carencia de tanques para manejar un brote.

III.1.1 Perforando en presencia de brotes.

Cuando se comenzó a aplicar la perforación horizontal, la forma aceptada para perforar los pozos era perforar una fractura y dejarla fluir, si parecía que produciría más de la capacidad de los tanques contenedores, entonces se daba la orden de bombear agua salobre hacia abajo del agujero y matar el pozo. Esto ocurría muy frecuentemente lo cual causó daño a muchos pozos que pudieron haber producido más, además de que había un gran período de descanso para las actividades de perforación direccional, ya que la mayoría de los pozos fluirían por uno o dos días antes de ser controlado. Esto requería que el encargado del pozo regresara hasta que estuviera por controlarse el brote; mientras tanto, la compañía encargada de realizar la perforación direccional seguía obteniendo sus ganancias aún sin realizar actividad alguna. Por lo tanto el coeficiente de gasto diario se prolongaba mientras no se controlaba el brote en el pozo, de esta forma todo el aceite producido y vendido casi únicamente pagaba los honorarios de la compañía direccional.

Al hacer el análisis de la forma en que se realizaba la perforación en pozos horizontales que presentaban brotes, se detectó que mientras más tiempo permanecía la compañía direccional en el lugar, más bajas serían las ganancias; a pesar de su auge, este tipo de perforación, pronto se detuvo, ya que los inversionistas no recuperaban su capital como lo habían previsto y comenzaron a retirar sus inversiones.

Si las actividades para el control de un pozo se realizan rápida y oportunamente, se evitara importantes erogaciones económicas, para optimizar el tiempo de control mientras se presenta el brote en el pozo; hay que obstruir el espacio anular, para mantener una pequeña presión de retorno en el pozo; si la presión es muy grande cerrar los preventores del espacio anular. La posición del kelly o flecha cuadrada de transmisión, así como la del motor direccional tienen mucho que ver con la perforación bajo presión, si la sarta horizontal necesita moverse hacia arriba de la formación, entonces la tubería puede ser rotada y con el preventor anular cerrado, esto puede ser imposible; si el kelly está en posición superior, entonces se pueden perforar alrededor de 30 pies más, lo cual da tiempo a la formación para controlarse. Si el cabezal rotatorio puede absorber la presión es posible mantener la rotación del tubo y por lo tanto no se detendrá la producción de aceite y el costo de perforación del pozo será menor.

Cuando se está haciendo una conexión mientras el pozo este fluyendo, se debe mantener la válvula de control choke muy abierta y dejar fluir el gas hacia los quemadores, esto alivia la presión en el cabezal de rotatorio; después de hacer la conexión cerrar la válvula de control choke para evitar que se presente un brote en el pozo; normalmente al mantener la válvula de control choke cerrada en un 60% se mantendrá en equilibrio la presión del yacimiento, pero se debe estar pendiente para realizar los ajustes que requiera la válvula de control.

Cuando se hace una conexión se debe asegurar que la válvula de control de presión de retorno en el fondo del pozo este trabajando, si el pozo comienza a fluir por la tubería de perforación entonces esta válvula esta fallando, reconectar inmediatamente el vástago cuadrado de transmisión kelly a la tubería de perforación e introducirla nuevamente al agujero. Para seguir perforando se debe tomar cualquiera de las siguientes decisiones:

a) Romper el vástago cuadrado de transmisión si el flujo no es demasiado grande, centrar y conectar una válvula de control de presión en posición abierta y luego cerrarla. Preparar otro vástago cuadrado de transmisión con una nueva conexión y conectarlo a la sarta de perforación que contiene la válvula de control de presión; una vez hecho esto introducir la sarta en el pozo y continuar con la perforación. La válvula de control de presión puede retirarse una vez que se controló el brote en el pozo.

b) Bombear un bache de agua salobre densa en la tubería de perforación, después de que esta alcance la barrena, romper el vástago cuadrado de transmisión, el agua salobre controlará la presión de formación mientras se esta subiendo la tubería de perforación; esto permitirá reemplazar la válvula de control de presión de retorno en el fondo del pozo.

III.1.2 Pérdidas de circulación.

El perforar sin retorno es común en algunos pozos, en estos casos lo principal es mantener el suministro de agua y en muchas ocasiones la bomba no será capaz de mantener la cantidad de agua usada para perforar el pozo, teniendo que bombear agua desde un pozo

de reserva. Existen casos en algunos pozos donde no se ha obtenido respuesta por 2 o 3 días, bombeándose toda el agua disponible en el sitio hacia el pozo y algunas veces teniendo que traer al campo agua salobre para seguir con la operación de perforación . El agua salobre está disponible en la mayoría de los campos de carbonato y en lugar de mandarla a la fosa de desperdicio, puede ser usada en la operación de perforación .

Si se agota el agua es necesario dejar de perforar hasta que se recupere la cantidad de agua necesaria para continuar las operaciones; para evitar esto, es recomendable llenar la presa de reserva mientras la parte vertical del pozo es perforada con el objeto de estar listo para las operaciones de perforación de la parte horizontal.

Las pérdidas de circulación pueden deberse a la existencia de una fractura que ha sido agotada la cual ahora succiona aire hacia la formación, se puede seguir perforando por 1 o 2 días, manteniendo el bombeo de agua mientras se perfora, eventualmente la fractura se llenará y se obtendrá fluido de retorno.

III.1.3 Fuga en los sellos del cabezal rotatorio.

Cuando los sellos del cabezal rotatorio comienzan a fugar removerlos puede resultar contraproducente, ya que éstos son la primer defensa contra un brote de presión, la segunda defensa son los preventores anulares en forma de anillo y la tercer defensa son los arietes empacadores de la tubería. Después de bastante tiempo de uso el sello empieza a deteriorarse, por lo que es recomendable revisarlo constantemente buscando fugas.

Si se presenta una fuga durante un brote del pozo, los preventores anulares deben ser cerrados, y el sello removido con el vástago cuadrado de transmisión Kelly; después de que el preventor anular esté cerrado liberar la presión entre el preventor anular y el cabezal rotatorio; esto debe hacerse abriendo lentamente la válvula de la línea de flujo y purgando la presión. Después aflojar el dispositivo de seguridad o candado del cabezal rotatorio, al hacer esto, asegurarse de que no haya personal en la meza de rotación, de tal manera que si la presión es liberada, no lastime a nadie. Una vez comprobado que no hay presión en el cabezal rotatorio, hay que jalarlo con el vástago cuadrado de transmisión, poner un nuevo sello; cuando el cabezal de rotación este instalado en su lugar, volver a abrir el preventor anular lo suficientemente despacio para no dañar el nuevo sello.

Es recomendable colocar la válvula de control abierta para liberar tanta presión como sea posible debajo del preventor anular antes de abrirlo; después de asegurarse de que todo quedó en orden, continuar con la perforación.

III.1.4 Descontrol de pozo al sacar la tubería.

La presencia de un brote mientras se saca la tubería del pozo puede resultar en una situación delicada, por lo tanto, antes de realizar esta maniobra, verificar que exista flujo, si el pozo parece estar muerto, sacar la tubería de perforación hasta la mitad de la tubería de revestimiento y verificar nuevamente la presencia de flujo, si éste no existe, se podrá sacar la

tubería del pozo sin problemas. Es muy importante mantener el pozo lleno mientras se saca la tubería, el agua mantendrá a la mayoría de los pozos horizontales controlados mientras se realiza esta operación.

Algunos operadores sacan la tubería de perforación hasta la zapata de la tubería de revestimiento luego mandan y circulan un bache de agua salobre dentro de la tubería de revestimiento; esto tienen sus pros y sus contras, si esto se hace antes de regresar la tubería al fondo hay que asegurarse de que esa pesada agua salobre sea circulada hacia fuera del pozo ya que por ser de alta densidad puede resultar perjudicial.

Si el pozo presenta un brote mientras se está sacando la tubería, hay que cerrarlo y soltar la presión con la válvula de control, después reinstalar el sello de la cabeza de rotación y abrir el preventor anular, verificando que no queden fugas en el sello. Si todo esta bien, continuar sacando la tubería de perforación hacia la zapata de la tubería de revestimiento y circular un bache de peso calculado para matar el pozo, el bache se podrá calcularse en base a la presión de cierre de la tubería de perforación. Una vez bombeado el bache hacia la superficie verificar si el pozo continua fluyendo y solo en caso negativo continuar sacando la tubería del pozo lentamente.

En lugar de sacar la tubería otra vez hacia la zapata de la tubería de revestimiento, también se podrá forzar el fluido hacia abajo, al cerrar el preventor anular y la válvula de control y bombear un número estimado de barriles de fluido pesado hacia abajo del pozo. Este último método no es muy recomendable ya que los pozos horizontales son mucho más fáciles de controlar con fluido ligero.

III.1.5 Presencia de brotes en yacimientos fracturados.

Una de las maneras de controlar un brote, usada con mucho éxito en varios pozos, se basa en la existencia de fracturas vacías en los yacimientos carbonatados y propone que después de presentarse un brote, hay que continuar perforando ya que probablemente se encontrará una fractura vacía; de esta manera, la presión en lugar de dirigirse a la parte superior del pozo se orienta hacia la fractura vacía, esto detiene la presión dentro del pozo; para lograr esto es necesario continuar perforando en lugar de parar y dejar fluir el pozo.

Para esto se necesita un sello en el cabezal rotatorio que pueda soportar la presión, cuando no sea así, se tiene que cerrar el preventor anular, engrasar el vástago cuadrado de transmisión y si es posible deslizar la tubería de perforación hacia la parte inferior del pozo continuar perforando. El vástago cuadrado de transmisión tiene 8 caras, así que girarlo no dañará el sello del cabezal rotatorio. En algunos casos la tubería debe ser girada con el preventor anular cerrado, por lo tanto aplicar solamente la presión suficiente para controlar el brote, de manera que esto no sea un cierre de presión total; si se presentan fugas, lo cual es altamente improbable, se puede aplicar más presión al sello del preventor anular. Si esto falla, el vástago cuadrado de transmisión tendrá que ser levantado y los arietes empacadores de la tubería tendrán que cerrarse, esto implica que la operación de perforación tiene que suspenderse hasta que la presión disminuya al grado de que pueda seguir perforándose a través del sello del cabezal rotatorio

Al presentarse un brote, hay que evitar bombear inmediatamente agua salobre, de alta densidad, hacia la parte inferior del pozo, ya que esto ocasiona daño a la formación, además de que las fracturas son muy delicadas y el agua pesada incrementa su tamaño, permitiendo a la reserva de hidrocarburos moverse a otra parte de la formación.

Si se está perforando mientras se presenta un brote, ajustar la válvula de control de presión para mantener 100 o 200 libras de presión de retorno en la formación, esto ayudará también a controlar el flujo hacia el contenedor de gas en la superficie.

III.1.6 Uso del preventor anular.

La perforación a través del preventor anular únicamente la ha realizado con éxito la compañía Williams Tool, para ello se requiere una cabeza de rotación de "900 psi" y 2 preventores anulares; si durante esta maniobra se presenta algún problema, el vástago cuadrado de transmisión de ocho lados puede ser girado relativamente fácil en el preventor anular, siempre y cuando esté engrasado

III.1.7 Pegadura de tubería.

El tener la tubería pegada al salir del agujero puede resolverse de manera muy simple añadiendo algún polímero, el cuál puede agregarse a la mesa de rotación vertiéndolo hacia abajo de la tubería de perforación; normalmente si la extracción de la tubería comienza a dificultarse, un par de galones lavarán y lubricarán el agujero. Nunca se debe forzar la porción horizontal de la sarta de tubería hacia afuera del agujero; usualmente se debe agregar un cuarto de galón de polímero por cada junta de la tubería para mantenerla lubricada.

III.1.8 Sacando la tubería del pozo bajo presión.

Sacar la tubería del agujero bajo presión no es difícil, pero requiere que el personal de perforación le preste especial atención, tanto en la operación como en seguridad. Antes de sacar la tubería hay que controlar el pozo y esto puede crear complicaciones en la formación si el agua salobre pesada alcanza la porción horizontal; finalmente la tubería se saca hacia la zapata de la tubería de revestimiento a través del sello de la cabeza de rotación, en esta operación cuidar que no se generen fugas al dañar el sello.

III.1.9 Mano de obra no calificada.

La capacitación debe ser una labor es de tiempo completo, ya que por ejemplo todos los perforadores están obligados no solo a operar sino a saber como calcular la densidad del agua para control de un brote. El auge en la explotación del petróleo ha demandado mucha mano de obra, la mayoría no tienen un alto grado escolar, pero pueden capacitarse rápidamente, por ejemplo dedicándoles tiempo para ello durante las pláticas de seguridad. El personal que labora en estas actividades debe actualizar sus conocimientos mínimo una vez al año, esto les incrementará la capacidad para tomar decisiones y les permitirá trabajar con mayor seguridad; como parte de la capacitación es importante permitir que todo el personal realice prácticas, lo que les dará más confianza cuando afronten un problema.

III.1.10 Carencia de tanques para manejar un brote.

Asignar suficientes tanques para manejar un brote de presión de un pozo puede ser un problema en algunas ocasiones, debido a lo expuesto en los puntos anteriores, se deduce que es posible absorber un brote en la superficie aún sin una cantidad excesiva de tanques, no obstante cuando las instalaciones sean construidas se debe asegurarse que sean lo suficientemente grandes para agregar más tanques y permitir maniobras de todo el equipo móvil a ellas.

III.2 CASOS EN CAMPO. ⁽²⁴⁾

Para tener un programa exitoso de perforación de un pozo horizontal se debe prestar especial atención a la terminación del pozo, en yacimientos con casquete de gas es importante asegurar un efectivo aislamiento de la porción de la entrada del pozo al casquete de gas. Este aislamiento se puede lograr mediante cualquiera de las dos siguientes opciones: cementado o usando empacadoras. Algunos pozos horizontales han fracasado debido a la prematura entrada de gas.

También debe prestarse especial atención en la forma o perfil del pozo, la forma más deseable de un pozo es la que presenta mínimas curvaturas y giros en el plano vertical; en estos recodos los líquidos y gases tienden a acumularse, especialmente en pozos con bajo gasto. La acumulación de fluidos en el interior del pozo reduce la capacidad de producción de los pozos horizontales.

La mejor forma para aplicarlos en conificaciones es con una leve inclinación ya sea pozo ascendente o descendente, esto permitirá un flujo natural en la parte horizontal del pozo y facilitará su producción. Al aplicarse en conificaciones, por ejemplo de agua, ésta puede separarse en una pequeña porción de la longitud del pozo horizontal, en este caso el diseño del pozo debe incluir una respuesta adecuada para tal contingencia.

III.2.1 Conificación de agua.

III.2.1.1 Campo Rospo Mare.

En el campo Rospo Mare en la costa de Italia, la compañía Elf-Aquitaine a perforado varios pozos horizontales; la roca del yacimiento es una caliza altamente fracturada, localizado a una profundidad de 4,523 pies y ubicado costa a fuera, en donde la profundidad del agua alcanza los 250 pies. El espesor total del yacimiento es de 230 pies y la densidad del aceite es de 12° API. En este yacimiento de aceite pesado se perforaron inicialmente pozos verticales, pozos direccionales y pozos horizontales; 2,000 pies de longitud de pozo horizontal fueron terminados usando liner ranurada. Originalmente no se tenían disponibles las facilidades para tratamiento de agua, por lo tanto los pozos eran 7 explotados muy cerca de sus gastos críticos.

Los perfiles de producción de los pozos verticales, direccionales y horizontales se muestran en la figura III.1, en la cual se puede apreciar que el gasto inicial de un pozo horizontal es significativamente mayor que los de los pozos direccionales y verticales. También es importante destacar que después de una estimulación con ácido la producción de un pozo vertical se ve incrementada temporalmente, después el gasto cae rápidamente, probablemente debido a que el ácido mejora la comunicación entre el pozo y la zona de agua, resultando con esto altos gastos de agua y bajos gastos de aceite. Así, debido a que no se facilita la separación de agua, el gasto de pozo vertical debe reducirse para minimizar la producción de agua; de igual manera una estimulación con ácido no mejora el desempeño de los pozos direccionales.

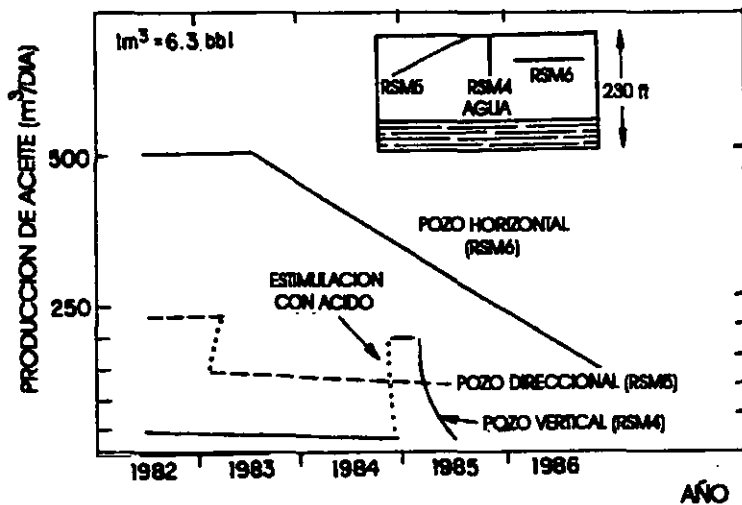


figura III.1.- Comparación de la producción entre pozos vertical, direccional y horizontal en el campo Rospo Mare. ⁽²⁴⁾

Como es de esperarse, después de un largo periodo de tiempo, los gastos de un pozo horizontal son similares a los gastos de un pozo vertical, por lo tanto la producción acumulada de los pozos horizontales es significativamente mayor que la que presentan los pozos direccionales y verticales; esto demuestra el éxito en la aplicación de los pozos horizontales. Basado en este logro, el Elf ha perforado muchos más pozos horizontales para desarrollar este yacimiento de caliza fracturada; sin la aplicación de la perforación horizontal existe la incertidumbre de que el desarrollo del campo hubiera sido económicamente rentable utilizando pozos verticales. Un periodo de la historia de producción de los pozos horizontales, direccionales y verticales del campo Rospo Mare es mostrado en la figura III.2.

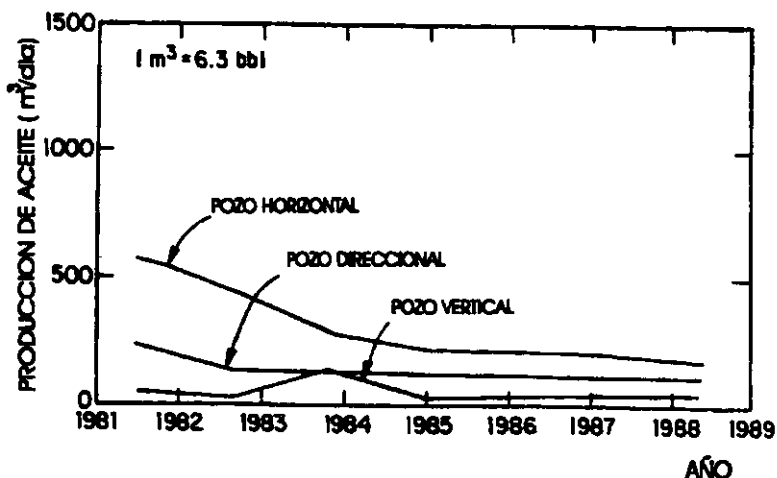


figura III. 2.- Comparación de gastos de producción durante varios años entre pozos vertical, direccional y horizontal en el campo Rospo Mare. ⁽²⁴⁾

III.2.1.2 Campo Helder, Costa de Holanda.

En un anticlinal que presenta una leve falla, en un banco de arena continental holandés, UNOCAL Netherlands perforó varios pozos horizontales, todos sobre pozos ya existentes, para desarrollar el campo Helder; el yacimiento está a 4,600 pies de profundidad y tiene 72 MMSTB de aceite con densidad de 22° API. Toda el área del campo 1140 acres está sustentada por agua y tiene una columna de aceite con un espesor máximo de 131 pies; debido a la alta viscosidad del aceite, la estructura plana del campo y la alta permeabilidad vertical de la arena Vlieland, el desarrollo inicial del campo mostró una temprana entrada de agua que se incrementó rápidamente.

Para reducir la producción de agua y obtener una alta productividad en el pozo, se perforó una sección horizontal sobre un pozo existente, el pozo Helder A4 fue perforado.

La gráfica de la producción acumulativa de aceite a temprana vida contra la producción total acumulativa para ambos pozos, la sección horizontal y el pozo original se presenta en la figura III.3.

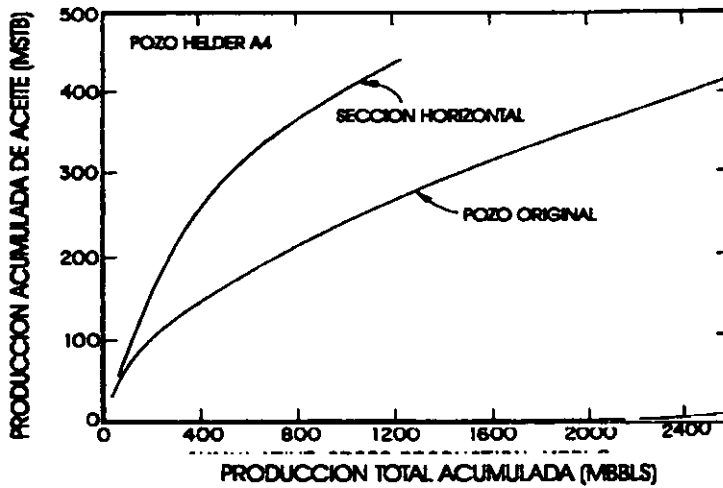


figura III.3.- Producción acumulada de aceite contra producción total acumulada, para el pozo original y la sección horizontal. ⁽²⁴⁾

Siete exitosas desviaciones horizontales fueron perforadas y el incremento en la última recuperación de aceite para el campo Helder es de un 7% del aceite insitu y el 17% en una recuperación adicional como una consecuencia directa de los siete pozos. De esta manera, los pozos horizontales suministraron un incremento en la producción de aceite, redujeron costos de operación e incrementaron las reservas en el desarrollo del campo Helder. Un resumen de los datos de este campo se presentan en la tabla III.1.

POZO	LONGITUD, ft	h, ACEITE (ft)	J_p STB/(día-psi)	J_p/L STB/(día-psi-ft)
A-2	479	73	29	0.11
A-3	869	75	226	0.26
A-4	440	71	37	0.08
A-5	1348	53	127	0.09
A-7	1093	65	116	0.11
A-8	804	46	73	0.09

CAMPO HELDER

POZO	PRODUCCION DE ACEITE BPD	PRODUCCION NETA BPD
Horizontal	4500	25500
Vertical original	2700	64000

tabla III.1.- Resumen de datos, Campo Helder. ⁽²⁴⁾

III.2.2 Conificación de gas.

III.2.2.1 Empire Abo Unit. Nuevo México.

En un yacimiento de carbonato fracturado ARCO perforó varios agujeros de drene de 200 a 300 pies de longitud, en un yacimiento localizado a 6200 pies de profundidad, con una porosidad de 8.6% y un aceite con densidad de 44° API, la permeabilidad del yacimiento es de 25 md y la columna de aceite de aproximadamente 90 pies. Los agujeros de drene fueron perforados para reducir la conificación de gas. El comportamiento de una de estas perforaciones se presenta en las figuras III.4 y III.5.

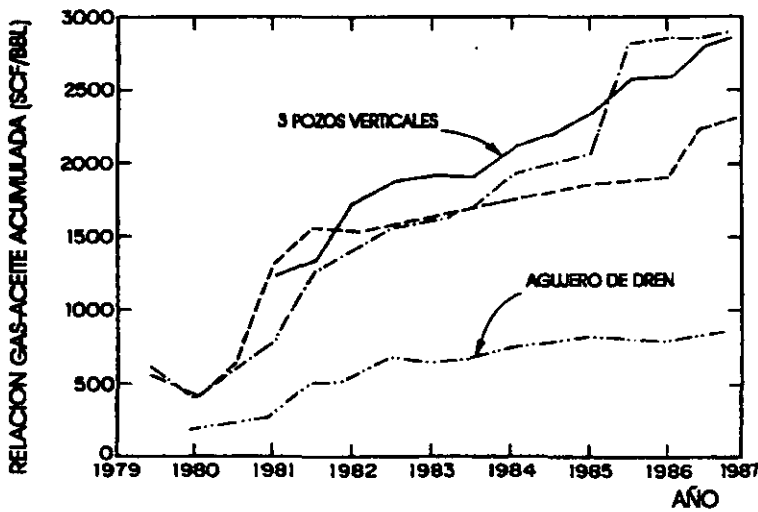


figura III.4.- Comparación de la relación gas-aceite acumulada entre un agujero de drene y tres pozos verticales cercanos, Yacimiento Empire Abo. ⁽²⁴⁾

Es importante mencionar que el agujero de drene se localizó más cerca del contacto gas-aceite que los pozos verticales circunvecinos; se puede observar que la relación gas-aceite (GOR) en el agujero de drene es mucho más pequeña que en los pozos verticales; adicionalmente, en seis años el agujero de drene ha producido alrededor de 1.6 veces más aceite que los pozos circundantes, esto demuestra el éxito del agujero de drene en la reducción del problema de conificación de gas.

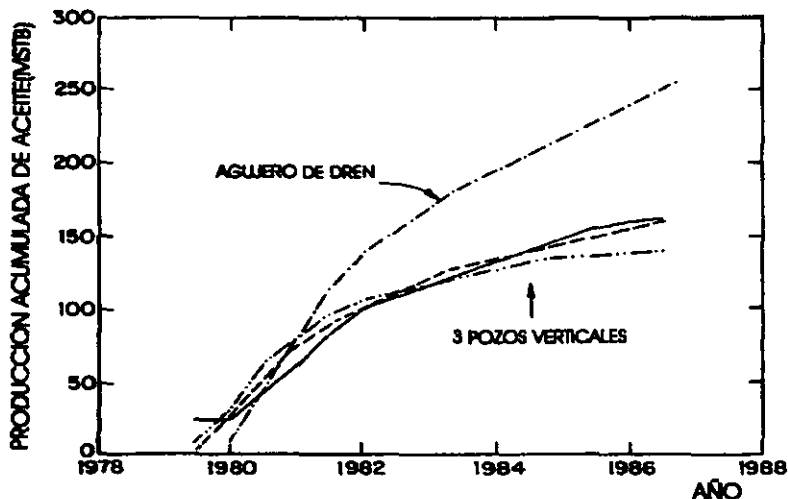


figura III.5.- Comparación de la producción acumulada de aceite entre un agujero de drene y tres pozos verticales cercanos, Yacimiento Empire Abo. ⁽²⁴⁾

III.2.3. Conificación de agua y gas.

III.2.3.1 Costa afuera de Australia.

También se han perforado pozos horizontales costa afuera en el oeste de Australia, en los campos North Herald, South Pepper y Chervil, todos ellos son yacimientos de areniscas, la mayoría de estos yacimientos tienen una capa inferior de agua con vigorosa actividad, la cuál provee el soporte de presión y en algunos casos se enta con un casquete de gas. Las permeabilidades de estos yacimientos son del orden de 3 a 10 md. lo que indica que son yacimientos altamente permeables; los datos de los mpos North Herald, South Pepper y Chervil se presentan en la tabla III.2 y los datos de productividad de las pruebas iniciales de pozos horizontales y verticales se enlistan en la tabla III.3. En esta tabla se puede apreciar que los pozos horizontales han sido altamente exitosos al incrementar la productividad de los pozos y reducir la relación gas-aceite.

	NORTH HERALD	SOUTH PEPPER	CHERVIL
Mecanismo de empuje	SOPORTE NATURAL DE PRESION POR ACUIFERO		
Profundidad (m)	1169	1202	1028
Presión (psia)	1763	1793	1548
Temperatura (°C)	83	82	81
Casquete de gas	probable	SI	SI
Máxima columna de aceite (m)	25	9	7.5
Porosidad (%)	27	20	27
Permeabilidad (md)	3-10000	3-4000	3-10000
Densidad API del aceite	46	44.5	46
Viscosidad del aceite (cp)	0.5	0.45	0.49
Relación gas-aceite (ft ³ /stb)	390	450	365

Tabla III. 2.- Propiedades de los yacimientos en los campos North Herald, South Pepper y Chevill. ⁽²⁴⁾

POZO	TIPO	ESTATUS	J STB/(día-psi)
North Herald 1	Vertical	Abandonado	11
North Herald 2	Vertical	Abandonado	24
North Herald 3	Horizontal (300 m)	Productor	100
South Pepper 1	Vertical	Abandonado	10
South Pepper 4	Vertical	Productor	3
South Pepper 5	Vertical	Productor	30
South Pepper 6	Horizontal (314 m)	Productor	20
South Pepper 7	Horizontal (330 m)	Productor	2
South Pepper 7 Est	Horizontal (176 m)	Productor	60
South Pepper 8	Horizontal (386 m)	Productor	80
Chervil 1	Vertical	Abandonado	6
Chervil 4	Horizontal (233 m)	Productor	100
Chervil 5	Horizontal (605 m)	Productor	150-250

tabla III.3.- Pruebas iniciales en pozos horizontales y verticales, en los campos North Herald, South Pepper y Chervil. ⁽²⁴⁾

III.2.3.2 Prudhoe Bay, Alaska.

Con la tecnología de terminación de pozos horizontales, desarrollada rápidamente aunado a los numerosos problemas de terminación de pozos surgidos en agujeros abiertos, y pozos con liners perforadas, más pozos horizontales han sido cementados y perforados o ajustados con tuberías de revestimiento con empacadores externos ECP para zonas de aislamiento. En Alaska, British Petroleum desarrolló variaciones para pozos horizontales totalmente cementados y liner ranuradas, para reducir el costo de la terminación e incrementar la producción, aislando zonas con varios problemas de conificación de agua y gas.

No solo el tipo de terminación tendrá efecto sobre la conificación de agua y/o gas, también la posición del pozo en el yacimiento con respecto al contacto gas-aceite y agua-aceite tendrá un impacto significativo; en la figura III.6 se presenta el pozo Y-20 que fue terminado usando una liner perforada, esto representa una gran ventaja por ser la opción más barata; la producción acumulada de aceite se muestra en la figura III.7.

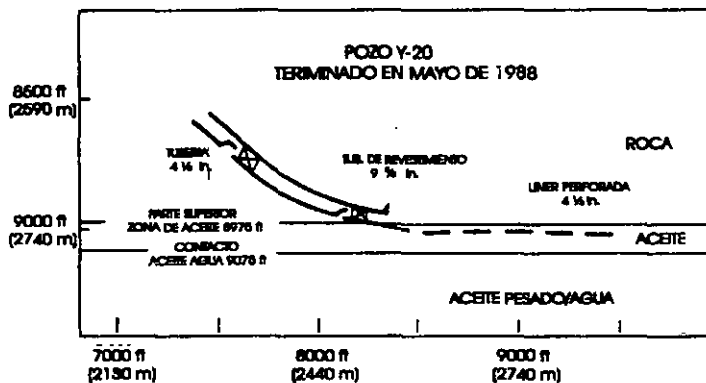


figura III.6.- Esquema del pozo Y-20, terminado con liner perforada. ⁽²⁴⁾

El pozo fue ubicado en la parte superior de la zona de aceite, para reducir la conificación de agua, desde entonces el casquete de gas ha desaparecido. El pozo Y-20 fue terminado en mayo de 1988 y aún hasta 1989 la invasión de agua es mínima y no han sido requerido trabajos posteriores.

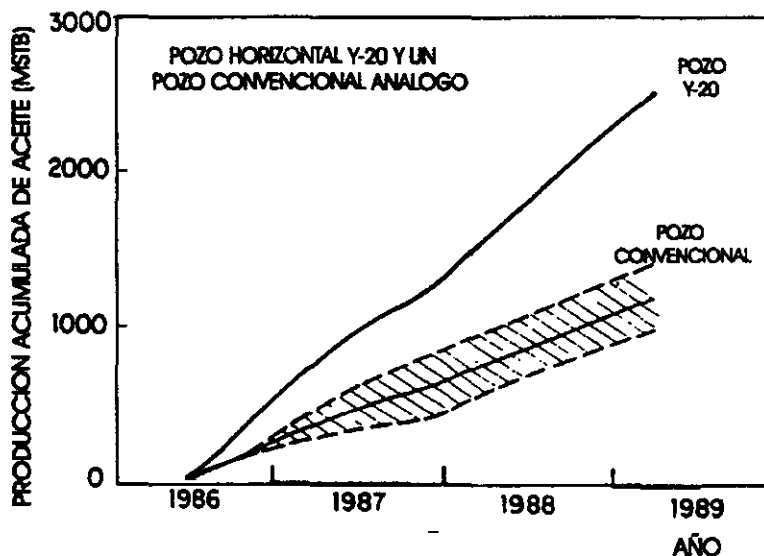


figura III.7.- Comparación de la producción acumulada de aceite entre el pozo horizontal Y-20 y un pozo convencional. ⁽²⁴⁾

Otro diseño de pozo y técnica de terminación es utilizada para cementar completamente y perforar liners en un pozo con un alto ángulo invertido; el pozo E-28 fue perforado usando esta técnica para cruzar barreras de pizarras con restricciones verticales de permeabilidad. También si se manifiesta conificación de gas, ésta ocurrirá en el intervalo final, el cuál puede ser perforado sin afectar la producción de aceite. La figura III.8 representa un esquema del pozo E-28 en Prudhoe Bay, Alaska, y la figura III.9 muestra la producción acumulada de aceite del pozo E-28, comparado con un pozo convencional.

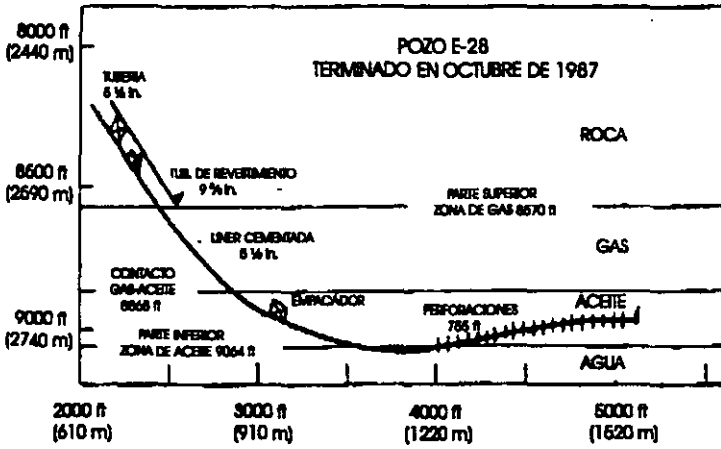


figura III.8.- Esquema del pozo E-28 en Prudhoe Bay, Alaska. ⁽²⁴⁾

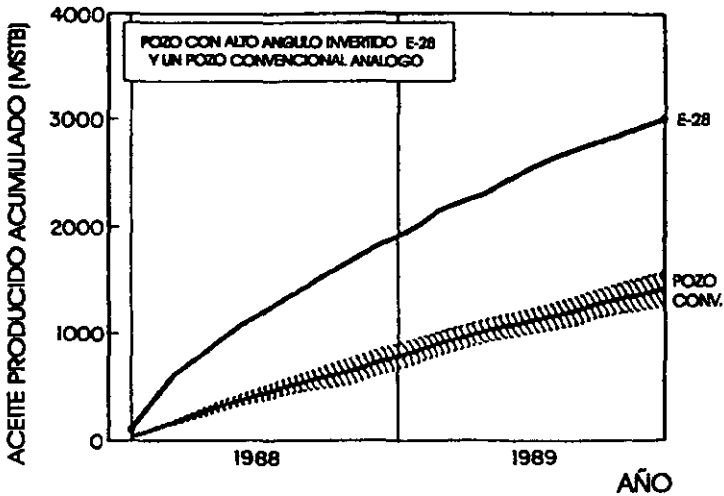


figura III.9.- Comparación de la vida productiva entre el pozo horizontal E-28 y un pozo convencional análogo. ⁽²⁴⁾

En algunos pozos horizontales alrededor del mundo, los brotes de gas son difíciles de controlar, aún utilizando complicados esquemas de terminación de pozos; el pozo B-30 en Prudhoe Bay, Alaska, fue terminado utilizando una tubería de revestimiento ranurada, adicionalmete el pozo fue terminado aislando la capa de gas, al cementar el liner y con ello minimizando la conificación de gas. La figura III.10 muestra la historia de producción del pozo B-30, donde se aprecia un excelente desarrollo inicial, seguido de un decremento en la producción acumulativa de aceite después del brote de gas.

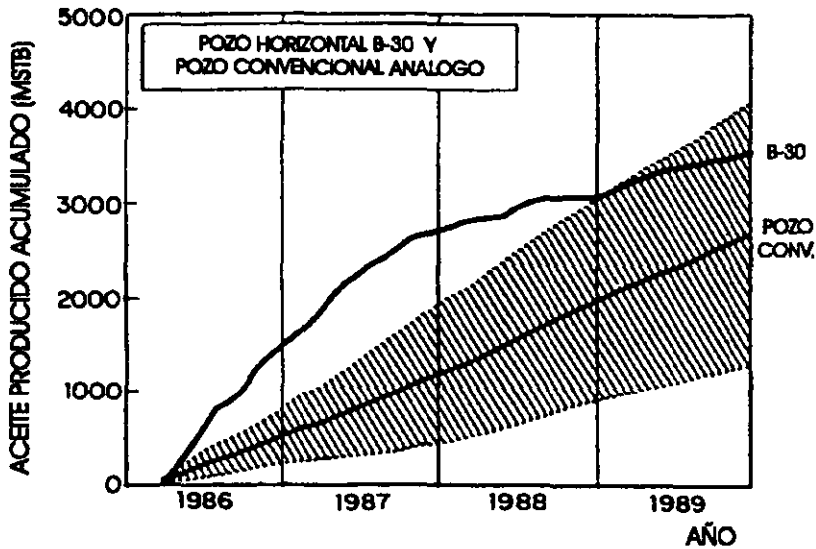


figura III.10.- Comparación entre la historia de producción del pozo B-30 y un pozo convencional análogo. ⁽²⁴⁾

III.2.3.3. Yacimiento Troll, costa afuera de Noruega.

Este yacimiento está localizado en el Mar del Norte, conteniendo 5.7 billones STB de aceite en un área aproximada de 270 millas cuadradas, el espesor de la columna de aceite varía de 0 a 92 pies; el yacimiento que presenta una permeabilidad de 9 a 10 Darcy, con una porosidad de alrededor del 30% cuenta con un casquete de gas y agua, esta última separada por una veta de baja permeabilidad en algunos casos. La producción con pozos verticales provoca conificación de gas y/o agua dentro de los primeros 2 o 3 días de producción, aún produciendo abajo del gasto crítico y por lo tanto no siendo rentable, así la perforación de

pozos horizontales fue propuesta como una posible solución a este problema. Se realizaron estudios de simulación, para investigar la factibilidad y funcionamiento de pozos horizontales; Los resultados fueron comparados con el patrón de funcionamiento de varios pozos verticales convencionales. Como apoyo para la simulación se investigaron los efectos del espesor del pozo horizontal, la posición relativa de los pozos con los contactos de los fluidos, el cambio en el gasto, así como la saturación del aceite bajo el contacto agua-aceite.

Las conclusiones más significativas fueron que:

A 1500 pies de longitud del pozo horizontal, éste podría producir la misma cantidad de aceite que dos pozos verticales en un sector de comportamiento típico produciendo con un gasto constante y que,

A 200 pies de longitud del pozo horizontal, éste se comportaría mejor que tres pozos verticales. Recientemente se reporta una exitosa prueba con un pozo horizontal de 1640 ft de longitud, perforado en una zona de aceite con 72 ft de espesor del yacimiento Troll.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

De acuerdo al análisis bibliográfico efectuado en este trabajo se llegó a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

CONCLUSIONES.

1.- La perforación horizontal de pozos petroleros es una tecnología desarrollada por la necesidad de optimizar el proceso de explotación de hidrocarburos y mejorar su recuperación de los yacimientos.

2.- Los trabajos de perforación horizontal iniciaron en los años treinta con carencia en equipos, herramientas y en la tecnología necesaria, lo que implicó un gran esfuerzo para su desarrollo y grandes erogaciones económicas; la experiencia obtenida hasta los años setentas demostró la factibilidad de perforar estos pozos, pero hasta esa fecha se concluyó que no eran económicamente rentables. Para la década de los ochentas la experiencia y el desarrollo tecnológicos alcanzados marcaron el inicio de la perforación de pozos horizontales con resultados exitosos.

3.-El número de pozos perforados de finales de los años ochentas a la fecha ha demostrado que la perforación vertical presenta una tendencia a mantenerse, mientras que la perforación direccional se incrementa moderadamente y la perforación horizontal ha aumentado en forma acelerada.

4.-En México hasta 1995, la perforación horizontal se ha aplicado en tres diferentes campos, en dos de ellos se obtuvo un índice de productividad menor al de los pozos verticales originalmente perforados y en el tercero y más reciente los resultados fueron exitosos, alcanzando una eficiencia de flujo mayor a la unidad. El análisis de estos trabajos demuestra que para obtener resultados positivos, es necesario conocer y considerar todas las características del yacimiento a perforar y con ello desarrollar el programa de perforación más adecuado. Estos pozos horizontales fueron la plataforma de lanzamiento para la creciente actividad que de esa fecha a la actualidad se tiene en la Región Norte, en la Región Sur y en la Zona Marina de México.

5.-Los pozos horizontales incrementan el contacto con el yacimiento, logrando mejorar su productividad, permiten explotar los yacimientos con gastos críticos mayores a los empleados con pozos verticales con la ventaja de evitar conificaciones de agua y gas, al ubicar los intervalos productores en las zonas más adecuadas del yacimiento tanto areal como verticalmente, esto es, entre los contactos aceite-agua y gas-aceite. Con los pozos horizontales se logra una explotación más racional de yacimientos con fracturas dispersas y en yacimientos con espesores menores a cincuenta pies, un pozo horizontal reemplaza a varios pozos verticales necesarios para su desarrollo. En trabajos de recuperación mejorada de aceite el índice de inyectividad es mayor con pozos horizontales que con pozos verticales y por lo tanto se obtiene un mejor barrido del yacimiento.

6.-Gracias a las características de la perforación horizontal se concluye que no solo permite un mejor drene del yacimiento y un incremento de la vida productiva de los pozos, sino que paralelamente ayuda a la simplificación de los trabajos, lo que en resumen se traduce en un importante ahorro económico.

7.-En los campos en los que los pozos han sido terminados en puntos que favorezcan las conificaciones de gas y/o agua, la perforación de pozos horizontales nuevos a la profundidad adecuada, permitirá mantener activa la explotación del yacimiento.

8.-La selección del método de perforación horizontal a utilizar está en función de los radios de curvatura y la longitud de la sección horizontal requeridas para alcanzar la formación productora.

9.-En las secciones altamente desviadas y horizontales de los pozos, las pérdidas de filtración deben controlarse en bajos niveles, reduciéndose así la profundidad de invasión de los filtrados del lodo y el consecuente daño a la formación. Esto se logra mediante una adecuada formulación de los fluidos de perforación y un estricto control de los mismos durante todas las etapas de perforación y terminación de los pozos.

10.-Los fluidos de perforación para pozos horizontales, deben ser ligeros, deben permitir la formación rápida de un enjarre delgado, de poca penetración a la formación y fácil de remover; deben presentar baja pérdida de filtración, deben tener buena capacidad

lubricante, de suspensión y arrastre de recortes, deben adaptarse a las características particulares de la formación a perforar, deben ser compatibles con la roca y fluidos del yacimiento, deben cumplir con todas las funciones propias de un fluido de perforación y también deben ser económicamente rentables. Estas son las características que permiten a los lodos de perforación causar el menor daño posible a la formación.

11.-Una efectiva protección a la formación productora durante el proceso de perforación de pozos horizontales ayuda al incremento en la producción.

12.-Actualmente los pozos horizontales representan una alternativa para el desarrollo de campos petroleros cuyas condiciones estructurales presentan problemáticas bien definidas que difícilmente pueden ser resueltas con la perforación tradicional. Además este tipo de perforación permite la explotación rentable de la reserva remanente de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos. Respecto a la recuperación mejorada de aceite la perforación horizontal ayuda a obtener resultados notablemente superiores.

13.-El desarrollo de la perforación horizontal ha marcado una nueva etapa en la explotación de los hidrocarburos en la cual se visualiza un máximo aprovechamiento de este recurso natural, lo que a su vez asegurará el suministro de esta fuente energética a nivel mundial.

14.-En México, debido a las características de sus yacimientos y a la experiencia obtenida, se visualiza un amplio potencial para la aplicación de pozos horizontales con resultados exitosos en el desarrollo de campos, en el aprovechamiento de yacimientos parcialmente agotados y en la implantación de procesos de recuperación mejorada.

RECOMENDACIONES.

Si se desea perforar pozos nuevos desde la superficie, sin la necesidad de que exista previamente un pozo vertical, es recomendable utilizar el método de radio largo; además, debido al gran alcance que presenta es ideal para ser aplicado en plataformas marinas y en yacimientos inaccesibles. Para aplicar este método se requiere equipo de

perforación convencional, además en estos pozos se pueden emplear todas las técnicas de producción artificial, lo que representa una ventaja al compararlo con los otros métodos.

Cuando se requiere alcanzar la formación productora con exactitud, por ejemplo en objetivos con espesores pequeños es recomendable utilizar el método de radio medio, el cual además permite una mayor longitud de la sección vertical con respecto al método de radio largo, ayudando así a perforar y colocar tuberías de revestimiento en zonas problemáticas antes de iniciar la desviación.

La utilización del método de radio corto ofrece la ventaja de permitir el inicio de la desviación en cualquier punto de la sección vertical del pozo, ya sea sobre pozos ya existentes o en pozos nuevos, logrando así terminaciones con secciones horizontales múltiples en forma radial circular desde un mismo pozo.

El método de radio ultracorto no requiere equipo de rotación desde la superficie, ya que utiliza un fluido a alta presión para perforar la formación y por lo tanto solo puede ser aplicado en formaciones suaves, teniendo un alcance muy limitado. Por sus características, los métodos de radio corto y radio ultracorto son recomendados para hacer reterminaciones horizontales en pozos que originalmente se perforaron como verticales.

Un punto muy importante a considerar al aplicar cualquiera de los métodos anteriores es el diseño de la sarta de perforación, para lo cual es necesario tomar en cuenta tanto el equipo mecánico necesario para una adecuada trayectoria, como las cargas de tensión, compresión y torsión a las que estará sujeta.

El sistema hidráulico que se aplica en la perforación de un pozo horizontal debe contemplar dos aspectos primordiales. El primero es el diseño del fluido de perforación de acuerdo a las características del yacimiento, las necesidades de operación y que provoque el menor daño posible a la formación; el segundo consiste en lograr una adecuada limpieza del pozo, ya que en las secciones desviadas y horizontales los recortes y los agentes densificantes presentan una mayor tendencia a depositarse. Esto obliga a hacer un análisis a fondo del tipo de flujo a aplicar en cada sección del pozo.

BIBLIOGRAFIA.

1.- A. Spreux, C. Georges, J. Lessi, "Most Problems in Horizontal Completions are Resolved", Oil and Gas Journal, June 1988.

2.- Andrich V., "YPF Inicia Perforación Horizontal", Petróleo Internacional, Enero -Febrero 1989.

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

4.-B.A: Sheikholesami et al., "Drilling and Production Aspects of Horizontal Wells in The Austin Chalk", Society of Petroleum Engineers, 1989.

5.- Bosio, J.C., et al, "Horizontal Drilling, A New Production Metod", Society of Petroleum Engineers, April 1987.

6.- Burkman, Jeff and Nickels, Nic. "Directional, Navigational and Horizontal Drilling Techniques", Geothermal Resources Council Buletting, April 1990.

7.- Byrd B. and Zamora M., "Fluids are Key in Drilling Highly Deviated Wells" Petroleum Engineer International, February 1988.

8.-Dickinson W. et al, "The Ultrashort-Radius Radial System", SPE Drilling Engineering, September 1989.

9.- Eastman, C. "Lateral Drilling from Eastman Christensen Put Greater Production Within Reach", Publicación de Eastman Christensen Lateral Drilling Department, 1987.

10.- Fincher R.W. "Short-Radius Lateral Drilling: A Completion Alternative". Petroleum Engineer International, February 1987.

11.- Fincher, R. W., "The Options, The Metods, The Future", Eastman Christensen, Publicación presentada en la conferencia World Oil's Horizontal Drilling and Completion Industry, November 1989.

12.- G.E. King, "Perforating the Horizontal Well" Journal of Petroleum Technology, July 1989.

13.- Giger et al, "Horizontal Well Techniques in Heterogeneous Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, 1985.

14.- Giger F.M. "The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling", Society of Petroleum Engineers, 1984.

15.- Guzmán Santiago; Medellín Moisés, "Pozos Horizontales: Una Estrategia de Desarrollo en el Complejo Cantarell, Ingeniería Petrolera, Enero de 1997.

16.- Hale Arthur, et al, "Selection and Qualification of Drill- In Fluids for Horizontal Wells in Unconsolidated Sands". Society of Petroleum Engineers, November, 1996.

17.- Halliburton, Co., "Halliburton Horizontal Completions Seminar", Manual del seminario de terminación horizontal impartido por el Instituto de Energía de Halliburton, Julio de 1990.

18.- Holt Charles, et al, "The Successful Application of Diesel as Horizontal Drilling Fluid.", Society of Petroleum Engineers, November, 1997.

19.- Instituto Mexicano del Petróleo, "Estudio de Resultados Obtenidos en la Perforación de Pozos Horizontales y Reentradas en la Región Norte". Noviembre, 1999.

20.- Joshi S. D., "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology", Society of Petroleum Engineers, September 1987.

21.- Joshi S. D., "Argumentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells", Journal of Petroleum Technology, June 1988.

22.- Joshi S. D., "Curso de Perforación Horizontal", Instituto Mexicano del Petróleo, Junio de 1990.

23.- Joshi, S.D., "Horizontal Well Application: Reservoir Management", Society of Petroleum Engineers, November 1996

24.- Joshi, S. D., "Horizontal Well Technology", PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1991.

25.- Jourdan, et al., "Elf Has Set Up The Rules for Horizontal Drilling", Oil and Gas Journal, May 1988.

26.- Jurgens, Rainer; Bitto, Ron and Henderson, Bruce, "Horizontal Drilling and Completions"; Petroleum Engineering International, February, 1991.

27.- Karlsson H. et al., "New Developments in Short, Medium, and Long Radius Lateral Drilling", SPE/IADC, March 1989.

28.- Karlsson H. and Bitto R., "Worldwide Experience Shows Horizontal Well Success", World Oil, March 1989.

29.- Li Jian, et al, "Case History: High Density Weighted Polymer Drilling Used in The Deepest Horizontal Well Dan 21 in Sichuan of China", Society of Petroleum Engineers, November, 1996.

30.- Luján, Rubén; "Simulación de Pozos Horizontales en el Campo Cuitlahuac", Ingeniería Petrolera, Marzo de 1993.

31.- Mahony B.J. "Horizontal Drilling Use on The Rise: How and Why", World Oil, October 1988.

32.- Mc. Ewen N., "Coiled Tubing-Conveyed Logging Systems", Society of Petroleum Engineers, 1988.

33- Meza, Maximino; Gutiérrez, Teódulo, "Perspectivas de la Perforación Horizontal en México", Ingeniería Petrolera, Abril de 1997.

34- R.C. Hass et al., "Drilling and Completing a Horizontal Well in Fractured Carbonate", World Oil, October 1989.

35- Reiss L.H. et al, "Offshore and Onshore European Horizontal Wells", Offshore Technology Conference, May 1984.

36- Schlumberger. Co., "Horizontal Well Technology", Schlumberger, July 1990.

37- Schurtz G, Debuys R, "Horizontal Drilling, Completion and Well Control.", Houston, Texas, November, 1993.

38- Seheult, M.y Grebe, L., "Fluids Eliminate Horizontal Well Problems", World Oil, January 1990.

39.- Series Patrocinadas por la Fundación SPE, "Horizontal and Multilateral Wells: Increasing Production and Reducing Overall Drilling and Completion Costs", Journal of Petroleum Technology, July 1999.

40- Smith, Co., "How to Plan a Horizontal Well", Smith International, Houston Texas, 1990.

41- Stagg, Ted, "Horizontal Well Technology Moves Forward", Petroleum Engineering International, January, 1991.

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

43.- Valdez, Oscar; Muñoz, Humberto, "Perforación de Pozos Horizontales en México: Campo Agua Fria", Ingeniería Petrolera, Diciembre de 1992.

44.- Welrich UJ. B. et al, "Perforation The Horizontal Well: Design and Techniques Successful", Society of Petroleum Engineers, September 1987.

45.- Wilson M. A., "Cementing Horizontal Wells in Preparation for Stimulation", World Oil, October, 1989.

46.- Yan Jienian, et al, "Characterization and Prevention of Foration Damage During Horizontal Drilling", Society of Petroleum Engineers, December, 1998.

47.- Zurdo, C. y Georges, C., "Mud and Cement for Horizontal Wells", Society of Petroleum Engineers, October 1986.

48.- "Manual de Procedimientos", Superintendencia de Ingeniería de Perforación Marina, PEMEX, 1988.

49.- Eastman, C., "Horizontal Drilling", Manual del Curso de Perforación Horizontal de Eastman Christensen, 1990.