



11
27
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TECNOLOGIA DE LA PERFORACION Y
TERMINACION DE POZOS DE DIAMETRO
REDUCIDO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
GUSTAVO GUTIERREZ ESCOBEDO

ASESOR: DR. DANIEL GARCIA GAVITO



MEXICO, D. F.,

FEBRERO 1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

251860



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-045

SR. GUSTAVO GUTIERREZ ESCOBEDO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Daniel García Gavito y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

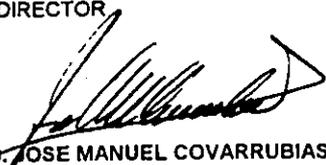
**TECNOLOGIA DE LA PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS DE DIAMETRO
REDUCIDO**

- I INTRODUCCION
 - II EQUIPOS DE PERFORACION
 - III DISEÑO DE SARTAS
 - IV BARRENAS
 - V HIDRAULICA
 - VI TERMINACIONES Y REPARACIONES
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General 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 le 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 19 de agosto de 1997
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RR*gtg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

" Perforación y Terminación de Pozos de Diámetro Reducido "

Tesis presentada por :

Gustavo Gutiérrez Escobedo

Dirigida por:

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:

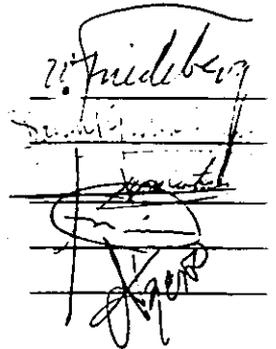
PRESIDENTE : ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

VOCAL: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

SECRETARIO: ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

1ER. : ING. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

2DO. : ING. JORGE MANCILLA CASTILLO

The image shows a vertical stack of five horizontal lines, likely representing a document or a list. On these lines, there are handwritten signatures in black ink. The top signature is clearly legible as 'W. Friedeberg'. Below it, there are several other signatures, some of which are more stylized and difficult to read. The signatures appear to be those of the jury members listed in the text to the left.

México, D.F., Noviembre de 1997

AGREDECIMIENTOS

A mis padres José de Jesús Gutiérrez Sánchez Y Martha Escobedo Robles, quien gracias a su apoyo, amor, motivación y comprensión pude lograr una de mis metas (los quiero mucho)...

A mis hermanos Ana, Jesús, Rubén, Luis, Belen y Daniel quienes siempre me han apoyado en cual quier momento (nunca los olvidare)...

A la Universidad Nacional Autónoma de México (F.I.) por haberme dado el conocimiento y de la cual me siento muy satisfecho de haber egresado...

A Jessica Gutiérrez por dame su comprensión y ternura...

Al Dr. Daniel García Gavito por haber creído en mí y dame su apoyo...

Al Ingeniero José López Pacheco por su amistad y orientación de este trabajo...

A todos mis amigos que laboran en la Línea de Perforación de Pozos (antes Mtto. a Pozos) por su amistad y ayuda durante todo este tiempo...

Al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme permitido colaborar en él...

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería Juan, Pancho, Enrique, Heron, Sergio, Ivan, Claudio, en quienes pude confiar sin ningún problema...

MUCHAS GRACIAS

“ ÍNDICE ”

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

	Pagina
1.1 Antecedentes	2
1.2 Definición	3
1.3 Aspectos Económicos	4
1.4 Aplicaciones	6
1.5 Consideraciones Especiales Durante la Perforación	7
1.6 Tipos de Terminación	10
1.7 Tendencia de la Tecnología	11
1.8 Técnicas de Perforación	13

CAPITULO II EQUIPO DE PERFORACIÓN

2.1 Sistema de Circulación	20
2.2 Sistema de Izaje y Rotatorio	23
2.3 Equipo Auxiliar	26

CAPITULO III DISEÑO DE SARTAS

3.1 Configuración del Pozo	30
3.2 Esfuerzos en la Tubería de Perforación	33
3.3 Velocidad de Rotación Crítica en la Tubería de Perforación	35
3.4 Fatiga de la Sarta	37
3.5 Ensamble de Fondo	39
3.6 Diseño de Tuberías de Revestimiento	42
Nomenclatura	

CAPITULO IV BARRENAS

4.1 Tipos de Barrenas	52
4.2 Consideraciones Especiales en la Selección de las Barrenas	62

CAPITULO V HIDRÁULICA

	Pagina
5.1 Optimización de la Hidráulica	68
5.2 Perfil de la Velocidad Anular	72
5.3 Perdida de Presión Anular	75
5.4 Densidad de Circulación Equivalente	78
5.5 Remoción de Recortes	81
5.6 Fluido de Perforación	84
5.7 Control de Brotes	94
Nomenclatura	

CAPITULO VI TERMINACIONES Y REPARACIONES

6.1 Tipos de Terminaciones para Pozos de Diámetro Reducido	106
6.2 Cementaciones	113
6.3 Disparos con Pistolas TCP	124
6.4 Pescas	128
6.5 Herramientas Especiales	138

RESUMEN

La técnica de perforación de pozos de diámetro reducido reduce los costos en fluidos, cemento, tubería, personal, área de trabajo y transportación del equipo; logra reducir el costo total desde un 30 hasta un 75% con respecto a un pozo convencional.

La perforación de pozos de diámetro reducido se puede realizar mediante el sistema rotatorio, motor de fondo y muestreo continuo. El sistema de motor de fondo reduce las vibraciones en la sarta de perforación, las cuales generan problemas tales como desgaste y fatiga de la sarta de perforación.

Cuando se perfora el pozo se pueden utilizar las barrenas TSD o PDC, las cuales son las más recomendables en la perforación de pozos de diámetro reducido. La selección de la barrena está determinada por las condiciones de la perforación.

Existen diferentes tipos de terminación para pozos de diámetro reducido, tales como sencilla, doble, monobore y sin tubería de producción, estas terminaciones son muy similares a las de pozos convencionales, con la diferencia en el tamaño del agujero y tubería, tiempo de operación y en los ritmos de producción.

“ CAPÍTULO I ”

INTRODUCCIÓN

La necesidad de producir hidrocarburos en forma más eficiente, económica y segura, ha originado que la tecnología en la perforación de pozos petroleros tenga una investigación continua, lo que ha llevado al desarrollo de nuevas técnicas, que hacen posible la explotación de yacimientos que en otros tiempos no eran posibles.

Tal es el caso de la técnica de la perforación de pozos de diámetro reducido, cuyo proceso de desarrollo inicial data de los años 60's en pozos de gas y con reservas de bajo riesgo. A pesar de su potencial se mantuvo en una fase de recesión por considerarse como una alternativa no rentable. Es hasta los 90's cuando los avances tecnológicos han demostrado la factibilidad de su aplicación y conveniente implementación.

La perforación, terminación y reparación de pozos de diámetro reducido ha logrado incrementar considerablemente la recuperación de hidrocarburos en campos depresionados, o bien, en áreas consideradas económicamente como marginales, sin embargo su desarrollo es actualmente insipiente, lo que ofrece un escepticismo técnico financiero por parte de las grandes compañías de la industria petrolera. La razón fundamental, es que actualmente no se tiene creada la infraestructura requerida para propiciar la expansión de la tecnología de diámetro reducido, así como son las modificaciones a equipos, herramientas, materiales y recurso humano para realizarla en forma costeable.

El propósito primordial de esta técnica es la reducción de costos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos, aprovechando la disminución generalizada de dimensiones, volúmenes, cantidades, etc, en cuanto a equipo y materiales se refiere.

Los ahorros que se han registrado son aproximadamente del 25% en comparación con los gastos realizados en la perforación convencional y se han ido incrementando a medida que se ha desarrollado la **INFRAESTRUCTURA DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO**. Actualmente, se han logrado disminuir los costos en estas operaciones por cerca del 75%. Por lo tanto, la tecnología de diámetro reducido tiene el potencial para afectar significativamente el impacto económico para la producción de gas y aceite explotable.

1.1 ANTECEDENTES ^(1,2,3)

Tapco Drilling en 1954, construyó un equipo de perforación que uso tubería de perforación de 1 ¼ pg para perforar agujeros de 2 7/8 pg a profundidades de 6,000 pies (1830 m). Wolfe y Majee en 1955, perforó 34 pozos de diámetro reducido de 4 ¾ pg y de 6 1/8 pg en Luisiana y Misisipi. Los costos de estos pozos fueron del 15 al 20% menos que los pozos convencionales. Para 1961, se habían perforado 3,216 pozos de diámetro reducido, con un promedio de profundidad de 4,515 pies (1377 m).

En 1986 la BP Exploración Company perforó exitosamente 6 pozos con el equipo Microdrill MD-3 de perforación ultra-pequeña, de esos 6 pozos, 4 fueron verticales con una profundidad de 3,168 pies, los otros 2 fueron direccionales con una

profundidad de 3.551 pies (1082 m) y un ángulo de 36°. El equipo Microdrill MD-3 tiene un peso de 13 toneladas y una altura de 36 pies, comparada con 116 pies de altura de un aparejo convencional.

La compañía Hudson's Bay Oil and Gas Limited, en 1960, perforó 36 pozos de diámetro reducido en Canadá con profundidades de 2,600 a 6,900 pies, el tipo de terminaciones para estos pozos fue sencilla y doble, con una TP de 2 7/8 pg cementadas en un agujero de 6 3/4 de pg.

La compañía Amoco en 1989 se encargó de un proyecto de diámetro reducido, en donde los pozos fueron muestreados desde la superficie a una profundidad de 9,600 pies (2927 m). El muestreo continuo fue de 40 pies (12.2 m) de longitud, se usó un portamuestras recuperable con línea de acero, siendo el promedio de recuperación de muestras de 98.3%.

1.2 DEFINICIÓN ^(1,9)

La definición de la perforación de pozos de diámetro reducido ha cambiado con el tiempo. En los años 60's se definió como un agujero demasiado pequeño para introducir una TR de 5 1/2 pg. En los 80's se define como aquél, en el cual el 90% del agujero es perforado con una punta de 7 pg o menor, y para la terminación de un pozo de diámetro reducido cuando se emplean aparejos de producción menores a 4 1/2 pg. El principal objetivo de la perforación de pozos de diámetro reducido es optimizar los costos reduciendo el diámetro final del pozo desde 12 1/4 de pg hasta un diámetro de 8 1/2 pg (figura 1).

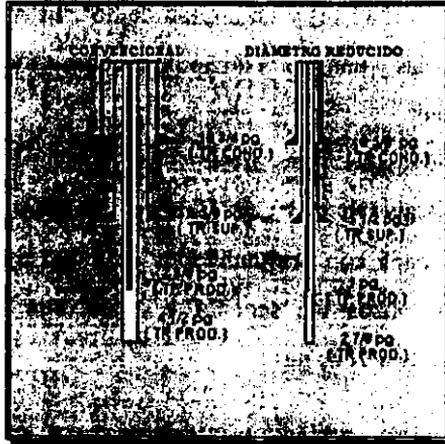


Figura I-1. Configuración de un pozo convencional vs. uno de diámetro reducido (8)

1.3 ASPECTOS ECONÓMICOS (4.5.9)

En cualquier tipo de proyecto los costos juegan un papel primordial, ya que de éstos depende la ejecución o cancelación de los trabajos, es por esto que se debe buscar alternativas para ser rentables, el ahorro en la perforación de agujeros reducidos en los Estados Unidos es de un 20 a un 30% respecto a la perforación convencional; sin embargo, estos costos pueden ser reducidos en México, ya que existen costos tangibles e intangibles donde se puede obtener un mayor ahorro.

Costos tangibles

Son costos que pueden ser recuperados y están ligados directamente con la producción del pozo como por ejemplo: tuberías, cabezales, instalaciones superficiales etc.

Costos intangibles

Son costos que no son recuperados y representan un gasto que no va asociado con la

producción, estos costos son irrecuperables y siempre estarán presentes en la perforación de un pozo, es por esto que estos costos son el área de oportunidad para ser reducidos aplicando la técnica de agujero reducido, lo anterior puede ser observado en la tabla I-1.

Tabla. I-1
Costos comparativos de la perforación convencional y uno de diámetro reducido

Categoría	Descripción	Convencional (USD)	Agujero reducido (USD)	Ahorro (USD)	% De ahorro
INTANGIBLES	Localización	9,500	7,100	2,400	25.25
	Perforación	34,000	19,100	14,900	58.82
	Lodo	7,000	5,600	1,400	20.00
	Logística	1,200	400	800	66.67
	Registros de lodo	3,600	2,600	1,000	27.78
	Cementaciones	6,400	3,200	3,200	50.00
	Registros de Prod.	1,800	1,800	0	0
	Estimulación	49,500	54,500	(5000)	-10.20
	Terminación	7,500	7,500	0	0
	Construcción	5,300	5,300	0	0
TANGIBLES	TR.	29,000	23,200	5,800	20.00
	Cabezales	1,500	1,500	0	0
	Tubería de prod.	8,100	6,500	1,600	19.75
	Instalaciones sup.	19,500	19,500	0	0

Las contribuciones para la reducción de costos son:

Durante la exploración

Reducción de equipo

Reducción en consumo de materiales, servicios y energía

Reducción en el tiempo de transportación del equipo

Durante la perforación

Reducción en los tiempos de intervención.

Reducción de equipo.

Reducción en la logística.

Menores consumos de combustible, materiales y servicios.

Utilización de bajos volúmenes de fluidos de perforación y cementación.

Durante la terminación

Reducción en los tiempos de intervención.

Reducción en el diámetro de la tubería de producción.

Menores consumos de combustible, materiales y servicios.

1.4 APLICACIONES

La tecnología utilizada en la perforación de pozos de diámetro reducido es empleada en diferentes áreas de la Industria petrolera tales como:

1. Exploración de pozos
2. Perforación de pozos
 - Verticales
 - Horizontales
 - Reentradas
3. Terminación de pozos
 - Monobore
 - Sencilla
 - Doble

- Triple

4. Operaciones de reparación

- Remoción de obstrucciones
 - * Arena
 - * Cemento
 - * Pescados
- Limpieza de la TR

1.5 CONSIDERACIONES ESPECIALES DURANTE LA PERFORACIÓN

Equipo

- Se recomienda utilizar "TOP-DRIVE" durante la perforación de pozos de diámetro reducido.

Sistemas de circulación

- Se tienen caídas de presión más altas debido a los diámetros reducidos.

Barrenos

- Las barrenas tricónicas no son recomendables debido al diámetro pequeño del pozo, en su lugar se recomienda el uso de barrenas PDC y de DIAMANTES.
- No existe disponibilidad de barrenas de diámetro reducido, se requiere pedir las con anticipación.

Sartas de perforación

- Durante la perforación de agujeros reducidos los esfuerzos de tensión y torsión son más críticos que en la perforación convencional.

Motores de fondo

- Se usan motores de fondo con los mismos principios de operación que los utilizados en la perforación convencional.
- La disponibilidad de éstos no es suficiente como los utilizados en la perforación convencional.

Hidráulico

- Se tienen altas caídas de presión por fricción internas y externas en el pozo debido a los diámetros pequeños de las tuberías y agujeros.
- Se presenta una alta densidad equivalente de circulación.
- Se generan mayores presiones de pistoneo y suaveo.
- El incremento en la densidad equivalente de circulación es muy sensible y puede ocasionar pérdidas de circulación, brotes, mala estabilidad del agujero y problemas mecánicos debido a pegaduras por presión diferencial.
- Existe limpieza del fondo del agujero por las altas velocidades anulares.
- Debido a que la tubería queda excéntrica se generan mayores fricciones con las paredes del pozo.

Fluidos de perforación

- Los fluidos de baja viscosidad reducen la presión por fricción en la tubería y en el espacio anular.
- Los enjarres delgados y consistentes disminuyen las pérdidas de fluido a la

formación.

- Se utilizan fluidos con bajo contenido de sólidos para remover los cortes e incrementar las velocidades de penetración.
- Los inhibidores son utilizados para minimizar los problemas de inestabilidad del agujero.

Cementación

- Los aspectos críticos que hay que vigilar durante una cementación son el diseño, preparación y control de calidad del cemento.
- Los aspectos prácticos son similares a una cementación convencional.

Detección de brotes y control de pozos

- La mayor diferencia entre un pozo de diámetro reducido y un convencional es que el volumen del fluido de control anular es más pequeño en el primero y requiere de sistemas precisos para detectar volúmenes menores a un barril.
- Los sistemas de control de pozos son similares a los utilizados en los pozos convencionales.

Pesca

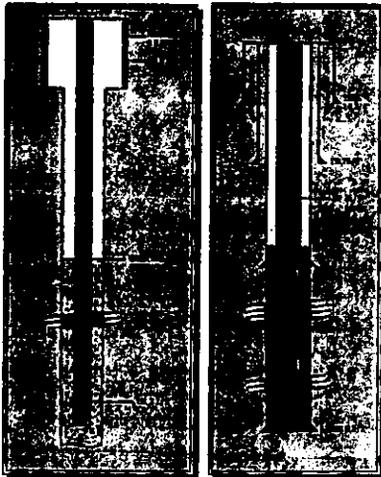
- Los factores que tienden a incrementar los problemas de pesca en diámetro reducido son: tuberías de menor resistencia, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, problemas de desviación generadas por "patas de perro".
- El espacio anular entre el agujero y la tubería de perforación es muy angosto, por lo que es más difícil pescar debido a las dimensiones de las herramientas de pesca (más pequeñas y poco espacio de agarre).
- Los problemas de pesca pueden generar problemas y hasta la pérdida del pozo.

1.6 TIPOS DE TERMINACIÓN

En las figuras siguientes (1-2 hasta la figura 1-5) se muestran algunos tipos de terminación para los pozos de diámetro reducido.



Figuras 1-2 y 1-3. Diseños típicos de terminación para pozos de diámetro reducido



Figuras 1-4 y 1-5. Terminaciones sin tubería de producción y monobore

1.7 TENDENCIA DE LA TECNOLOGÍA

Las tendencias de la industria petrolera con respecto a la aplicación de la tecnología con agujeros reducidos asociada con el empleo de TR se muestra en la figura I-6.

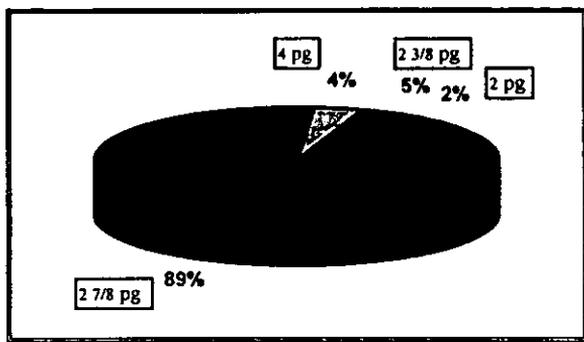


Figura I-6. Tuberías de revestimiento utilizadas desde 1997

El comportamiento de la terminación en agujeros reducidos por tipo de pozo, muestra la tendencia a utilizar agujeros reducidos para pozos de gas seguidos de los pozos de aceite (figuras I-7 y I-8).

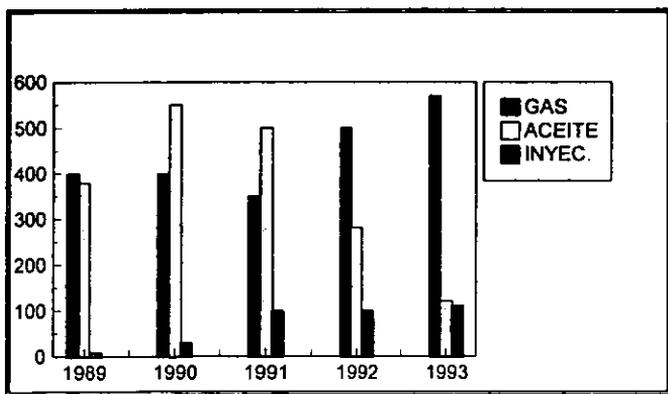


Figura I-7. comportamiento de la terminación por tipo de pozo

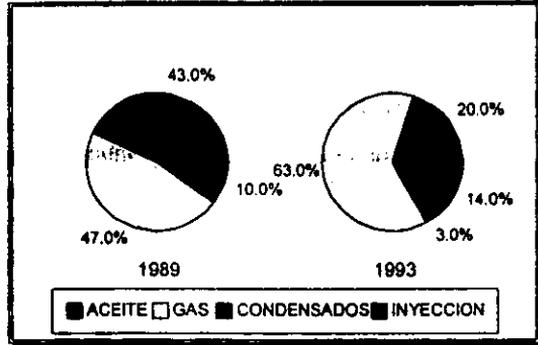


Figura I-8. Comparación por tipo de actividad

La tendencia a terminar pozos con tubería de 2 7/8 pg se ha mantenido constante desde 1989 a la fecha, siendo este diámetro el más común en agujeros reducidos (figura I-9).

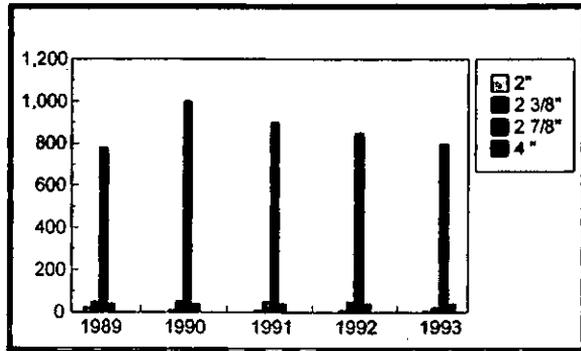


Figura I-9. Comportamiento del pozo respecto al diámetro de la TR

La tubería de perforación utilizada en agujeros reducidos, produce un pequeño espacio anular entre la parte exterior de la TP y el agujero en comparación con la perforación convencional, esto puede observarse en la tabla I-2.

Tabla I-2
Tubería típica de perforación y geometría de agujero

Tipo de pozo	Agujero (pg)	TP (pg)	Relación diámetros TP/agujero	E.A. (pg)
CONVENCIONAL	7.875	4.5	.57	1.69
AGUJERO REDUCIDO	4.750	2.875	.61	.94
MUESTREO CONTINUO	4.375	2.875	.65	.94

1.8 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN ⁽¹⁰⁾

Actualmente existen tres diferentes sistemas de aplicación para la perforación de pozos de diámetro reducido: rotatorio, motor de fondo y de muestreo continuo; aunque en algunas ocasiones estas técnicas se combinan para optimizar los resultados de avance y abatir los costos desde un 40 al 70%. Este ahorro se debe, principalmente al empleo de equipos más pequeños, ritmos de penetración altos, tuberías de revestimiento de bajo costo, etc.

1.8.1 Rotatorio

La técnica de perforación rotatoria prácticamente es la misma que la empleada al perforar un pozo convencional (figura I-10), con algunas variantes en cuanto a los diámetros de la sarta de perforación y tamaños de barrenas. Las barrenas empleadas en este sistema, generalmente son de diamantes, las cuales alcanzan altas velocidades de rotación.

Cuando este sistema se aplica en pozos exploratorios, se puede iniciar con una barrena de diámetro muy pequeño hasta llegar a la zona objetivo, en donde se recupera un núcleo, con el fin de realizar el análisis correspondiente del contenido de hidrocarburos, si de la muestra se obtienen resultados que permitan decidir la explotación del yacimiento, el agujero puede ampliarse a un diámetro mayor y cementarse según sea la necesidad de la política de explotación del pozo, incluyendo los diseños de sistemas de producción (bombeo mecánico, inyección de gas o electrocentrífugo), así como de intervenciones futuras del pozo.

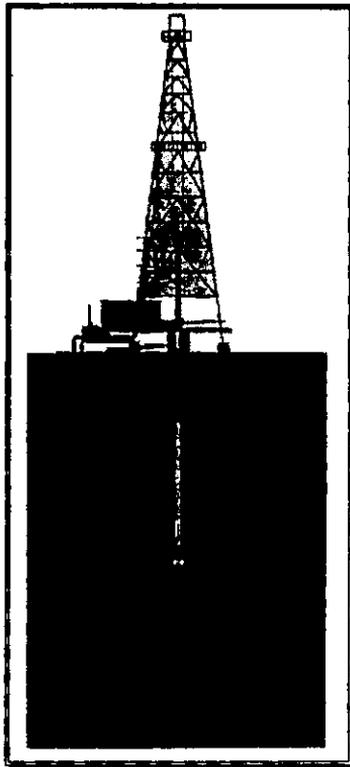


Figura I-10. Sistema de perforación rotatorio

1.8.2 Muestreo Continuo

Generalmente se trabaja con velocidades de rotación de 300 a 600 rpm al tener espacios anulares de 0.5 pg, con el propósito de mantener buena estabilización de la sarta debido a su poco espesor de pared que la hace más flexible y, en consecuencia, menos estable conforme se incrementa la profundidad del pozo. Con el empleo de esta técnica (figura I-11), se obtienen núcleos continuos cada 12 m usando barriles recuperables y barrenas nucleadoras de 4 3/8 pg con una eficiencia del 98 % de recuperación.

Ventajas

- ◆ Equipo pequeño y de fácil transporte
- ◆ Aplicable en campos exploratorios
- ◆ Extracción de núcleos continuos

Desventajas

- ◆ Solo para pozos poco profundos
- ◆ Dificil control en pozos geopresionados y de gas, debido al bajo gasto de circulación (50 gpm para diámetros de 5 1/2" y 15 gpm para 3")
- ◆ Ritmos de penetración bajos

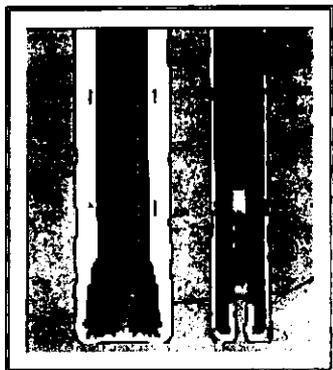


Figura I-11. Sistema de perforación con muestreo continuo

1.8.3 Motor De Fondo

Desde hace muchos años la TF se ha empleado como una herramienta para operaciones de terminación y reparación de pozos; en la actualidad, su uso se ha extendido para perforar pozos convencionales, desviados y horizontales, tomando relevancia su aplicación en la perforación de pozos de diámetro reducido incrementando su eficiencia con el acoplamiento de motores de fondo y sistema de medición continua (figura I-12).

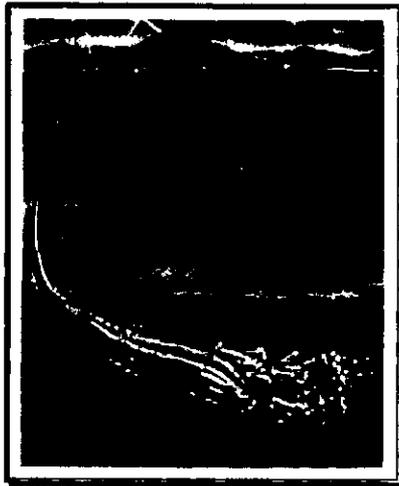


Figura I-12. Sistema con motor de fondo

Con el empleo de motores de fondo pequeño ($1\frac{1}{2}$ pg a $3\frac{3}{8}$ pg) se alcanzan altas velocidades de rotación de 500 a 1000 rpm y bajo torque, además se obtienen ritmos mayores de penetración de 3 a 4 veces que con los equipos rotatorios para perforar agujeros de diámetros reducidos (2 a $4\frac{1}{2}$ pg). Estos sistemas, generalmente emplean tubería de perforación lisa para reducir los problemas de torque y arrastre.

En algunas ocasiones se puede combinar con sistema rotatorio para evitar pegaduras o atrapamientos de la sarta, debido a que con la rotación se remueven los sólidos cambiando de dirección de éstos a través del movimiento, los cuales tienden a caer al fondo del pozo.

La técnica de motor de fondo, se puede combinar con tubería flexible, puesto que no estará sujeta a esfuerzos de torsión que comúnmente se presentan en el sistema rotatorio. Los costos al aplicar este sistema de perforación combinado se han reducido entre un 50 a un 75%.

Ventajas

- ◆ Equipo pequeño y de fácil transporte
- ◆ Reduce los viajes por cambios de barrena
- ◆ Altas velocidades de penetración
- ◆ Empleo de tuberías de perforación de diámetros pequeños
- ◆ Prolongación de la vida útil de la sarta de trabajo
- ◆ Empleo en combinación con la tubería flexible
- ◆ Reducción del costo total de perforación

Desventajas

- ◆ Está limitado por la profundidad
- ◆ Empleo de sistemas de bombeo apropiado
- ◆ Reducción en la limpieza del fondo de agujero
- ◆ Empleo de herramientas especiales de control del pozo (MWD)
- ◆ Dificil control en la verticalidad o en la dirección de pozos horizontales y desviados
- ◆ No es aplicable a pozos de alta temperatura

BIBLIOGRAFÍA

1. Slim Hole Well Technology Training Manual
Chapter I
Maurer Engineering
July, 1993

2. Slim Hole Drilling and Completion Barrier
Maurer Engineering (Allen Shook, James Dech), Baker Oil Tools (Mark Hoopmann) and
Halliburton Energy (Paul Boonen)
May, 1995

3. Swedish Group's Small-Hole Shallow Drilling Technique Cuts Costs
Dahl, Thomas
Oil & Gas Journal
April, 1982

4. Slimhole Technique Lowers Deepening Costs
Drilling Contracto Staff
Drilling Contracto
October, 1985

5. Slim Hole Haul in Saving
Floyd, Kevin
Drilling
July/August, 1987

6. Mining Drill Taps Swedish Oil
Franco, Alvaro
Drilling Contracto
August, 1982

7. Optimizing hole and Casing Sizes Can Cut Drilling Costs
E.G. Hays, Irvin
Petroleum Enginner International
May, 1986

8. Barriers to Slimhole Drilling

Peter, Murray
World Oil
March, 1994

9. Mining Technique Finds Applications in Oil Exploration

E.P. Délicé and J.P. Messines
Oil and Gas Journal
May, 1991

10. Perforación y Terminación de Pozos de Diámetro Reducido

Simón Cabrera José
IMP

“ CAPITULO II ”

EQUIPO DE PERFORACIÓN

El propósito de diseñar un equipo especial de perforación para pozos de diámetro reducido ha sido el de disminuir el área de localización del pozo y el número de viajes de pozo a pozo. El equipo es capaz de controlar el peso sobre la barrena con una gran precisión, usando en las operaciones motores eléctricos y controladores hidráulicos.

El equipo de perforación para pozos de diámetro reducido permite reducir los costos en los siguientes aspectos:

1. Materiales (tuberías, cemento, fluidos, etc.).
2. Transporte (equipo).
3. Localización (área de trabajo).
4. Personal para realizar las operaciones.
5. Menor contaminación del medio ambiente (reducción en el volumen de desechos).

2.1 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El sistema de circulación consiste en : bombas de lodo, tanques de lodo, presas de lodo, equipo para mezclado de lodo y equipo para el control de sólidos.

2.1.1 Bombas de lodo ^(2,3)

Las bombas de lodo requieren cambios volumétricos significativos con el cambio del tamaño del agujero del pozo. Para la perforación de un pozo convencional el gasto requerido de la bomba para la perforación del agujero inicial del pozo es de 800 gpm y de 200 gpm para el agujero de producción. En cambio para la perforación de un pozo de diámetro reducido es de 250 a 50 gpm.

En la perforación de pozos de diámetro reducido, el diámetro del agujero va disminuyendo con respecto a la profundidad, esto genera una reducción en el espacio anular entre el aparejo de perforación y el agujero, disminuyendo el área de flujo e incrementando las caídas de presión por fricción, resultando un requerimiento mayor de la presión de circulación.

Por ejemplo, para un pozo convencional con una profundidad de 8,000 pies las pérdidas de presión por fricción en el sistema son de 1,000 lb/pg², y para un pozo de diámetro reducido con la misma profundidad es de 2,000 lb/pg², para este análisis se consideraron las mismas propiedades del lodo de circulación, la misma formación y el mismo equipo superficial (excepto el equipo de perforación).

Es necesario que se tenga un buen control en el gasto de bombeo en los pozos de diámetro reducido, debido a que un cambio pequeño en el gasto puede causar cambios significativos en la presión de circulación. Algunos de estos cambios pueden generar que la presión del fondo del pozo sea mayor o menor que la presión de formación causando una pérdida de circulación o un brote. Existe una tolerancia en el cambio del gasto para pozos convencionales y diámetro reducido para evitar el brote o la pérdida

de circulación, para los pozos convencionales es de 15, sin embargo, para los pozos de diámetro reducido es de 1 gpm.

2.1.2 Presas de lodo ⁽¹⁾

El volumen requerido en las presas de lodo está relacionado con el volumen de un cierto intervalo del pozo. Generalmente, los requerimientos de las presas para un pozo de diámetro reducido son aproximadamente 50 a 80% menores que para los pozos convencionales. En la tabla II-1 se muestra una comparación en las capacidades de algunas de las secciones para los pozos de diámetro reducido y para los convencionales. La disminución del volumen del lodo requerido en pozos de diámetro reducido requiere de pequeños tanques de almacenamiento.

Tabla II-1
Capacidades para cada sección del lodo

Sección del pozo	Diámetro reducido (bl)	Convencional (bl)
SUPERFICIAL	70	199
INTERMEDIO	185	529
PRODUCCIÓN	208	602

2.1.3 Equipo de control de sólidos

La eliminación de sólidos en el sistema de circulación es uno de los asuntos importantes en el área de la perforación, ya que pueden incrementar la densidad del lodo y causar varios problemas, por lo tanto, es necesario que todos los equipos de perforación cuenten con un sistema de control de sólidos. En algunas ocasiones este

equipo se adecua para el tratamiento del lodo, añadiendo un mezclador. Los requerimientos específicos del equipo de control de sólidos están basados en la selección del fluido de perforación.

2.2 SISTEMA DE IZAJE Y ROTATORIO ^(1,8)

El sistema de Izaje está constituido por: el gancho, corona, la torre de perforación, malacate, polea, subestructura y el piso de perforación; el sistema de rotación está compuesta por: mesa rotatoria, kelly, Top drive y/o unión giratoria.

2.2.1 Mesa rotatoria

Las mesa rotatoria es un dispositivo resistente y potente para las operaciones de perforación de diámetro reducido, ya que transmite el movimiento rotatorio desde el kelly hasta la barrena, y puede generar un máximo o un mínimo de torque, además permite sostener la sarta de perforación cuando se añade o se quita una sección del aparejo. El alargamiento de la tubería se debe a su propio peso, y con el momento resultante generado por la mesa rotatoria puede causar una rotura por torsión de la TP, este efecto se presenta con mayor intensidad en la perforación de los pozos de diámetro reducido.

2.2.2 Top Drive y Unión giratoria

Para optimizar el control del torque al realizar viajes con la tubería y durante la perforación del pozo, se puede utilizar un top drive o/y una unión giratoria de potencia,

ambos con suficiente rango operacional de torque, estos elementos se acoplan hidráulicamente a una fuente de potencia, lo que nos permite que los límites de torque sean los adecuados. Estos elementos dejan reducir la carga torsional debido al momento por las siguientes razones:

1. La masa y el momento resultante de los componentes del sistema son significativamente menores que el de la mesa rotatoria.

Los esfuerzos de torsión de la torre pueden ser analizados, si estos dispositivos son utilizados con un equipo de perforación de diámetro reducido la reacción del torque es transmitida a la torre, mientras que en la mesa rotatoria el torque es transmitido a la subestructura del equipo.

2.2.3 Torre de perforación ⁽¹⁾

La función de la torre de perforación es proporcionar la altura vertical necesaria para levantar secciones de tubería desde el interior del pozo o meter estas en el pozo. En pozos profundos existen equipos de perforación que pueden sacar hasta tres tramos de tubería. La capacidad del equipo de pozos someros puede ser modificada para pozos profundos, aunque la altura vertical de la torre quede restringida a sacar solamente 2 tramos de tubería. Esto genera, que la velocidad del viaje al sacar la tubería sea lenta y bajará el ritmo de perforación. Las tuberías para la perforación de diámetro reducido son ligeras, éstas son susceptibles a cargarse en la dirección que sopla el viento y que la tubería falle al momento de ser usada, para esto se coloca en la torre una tarima de madera o soportes intermedios (figura II-1).

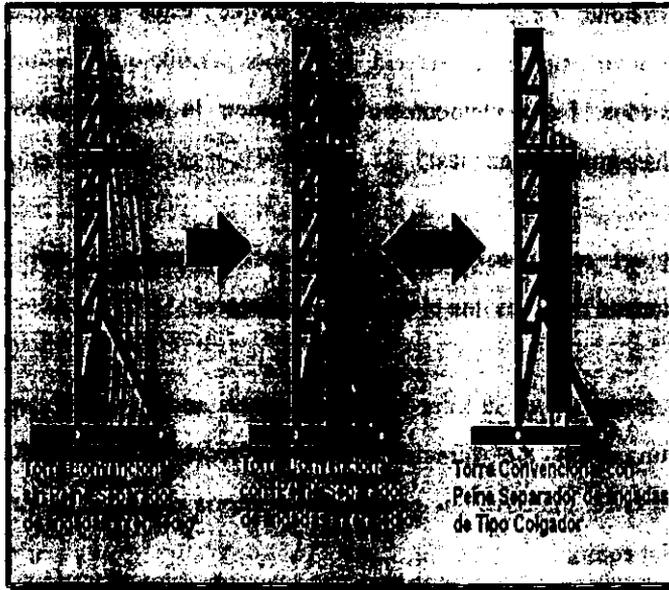


Figura II-1. Consideraciones en el peine de tuberías

2.2.4 Malacate

El malacate proporciona al cable de perforación y al freno la fuerza requerida para levantar o bajar los aparejos de fondo, así como también permite controlar el peso sobre la barrena. La consideración primaria del malacate para pozos de diámetro reducido, es reducir los requerimientos en los rangos del peso para las operaciones de diámetro reducido. Por ejemplo, una sarta de 10,000 ft con una tubería de perforación de 4 ½ pg, de 16.6 lb/ft tiene un peso en el agua de 145,000 lb mientras que una sarta similar de 2 3/8 pg, de 6.65 lb/ft tiene un peso menor a los 58,000 lb Como resultado en el requerimiento de rango en el peso para pozos de diámetro reducido se reduce de 250 a 100 toneladas, esta disminución hace más manejable la tubería reduciendo al mínimo el daño.

2.2.5 Subestructura

La subestructura proporciona el espacio de trabajo para el personal y el equipo. Su altura depende de la altura de los preventores, además la torre soporta el peso del sistema de izaje, de la sarta de perforación y el del sistema rotatorio.

2.3 EQUIPO AUXILIAR

2.3.1 Sistema de potencia ⁽⁸⁾

El sistema de potencia proporciona energía a otros sistemas, está constituido por una fuente de energía primaria y por un sistema de transmisión. El primero está constituido por motores eléctricos o de diesel.

La energía generada por el sistema de potencia es consumida por el malacate, rotatoria y bombas de lodo. En la mayoría de los equipos su energía es consumida por el sistema de izaje y de circulación, estos sistemas casi nunca son usados al mismo tiempo, por lo cual el mismo motor se emplea para ambos dispositivos. Debido a que estos sistemas son más pequeños para los equipos de perforación de diámetro reducido la energía para que trabajen es menor, ver tabla III-2.

Tabla II-2
Comparación de un equipo convencional y uno de diámetro reducido

Tipo de aparejo	Convencional	Diámetro reducido
Diámetro del agujero (pg)	8 1/2	3 a 4
Peso de la sarta (ton.)	40	5 a 7
Potencia de las bombas del lodo (kw)	300	45 a 90
Area de perforación (%)	100	25
Peso del Equipo (ton)	65	12
Capacidad de los tanques de lodo (bl) (mc)	470 (75)	30 (5)

2.3.2 Instrumentación ^(5.1)

Para las operaciones de pozos de diámetro reducido o muestreo continuo, se requiere de una mayor seguridad en los instrumentos del equipo. La instrumentación continuamente se debe monitorear, así como registrar los datos de las operaciones incluyendo el flujo hacia dentro y hacia afuera, la presión de bombeo, desplazamiento de bombeo, velocidad de rotación, el peso sobre barrena y el torque. La alta sensibilidad de los instrumentos es necesaria en los equipos de diámetro reducido, ya que los valores de varios parámetros son bajos.

Los controles automatizados para la perforación de pozos de diámetro reducido también son convenientes. La instrumentación citada anteriormente puede dar una entrada de datos para los controles automatizados para realizar las operaciones de perforación. Estos controles automatizados pueden reducir el factor de error humano, así como mejorar la eficiencia de la perforación. Lo propuesto para los pozos de diámetro reducido o muestreo continuo es que deben tener controles automatizados.

BIBLIOGRAFÍA

1. Slim Hole Well Technology Training Manual
Chapter 5
Maurer Engineering
July, 1993

2. Slim Hole Drilling and Completion Barrier
Chapter 3
Maurer Engineering (Allen Shook, James Dech), Baker Oil Tools (Mark Hoopmann) and Halliburton Energy (Paul Boonen)
May, 1995

3. Hughes Practical Hydraulics
Hughes Tool Company Staff
Hughes Tool Company
1976

4. Advanced Drilling Technologies
Maurre, William C.
The Petroleum Publishing Company
1980

5. Fundamentals of Rotatory Drilling
Petroleum Engineer Staff
Seventh Edition

6. Slim Hole Drilling in Harsh Environments
Fultz, J.D. and Pittarad, F.J.
IADC/SPE
February, 1990

7. An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slim Hole Drilling High Speed Drilling System
Walker, S.H. and Millheim, K.K.
SPE
October 1989

8. Training Program Industry Orientation
Drilco Smith International

“CAPÍTULO III”

DISEÑO DE SARTAS

3.1 CONFIGURACIÓN DEL POZO ^(9,1)

El procedimiento para seleccionar la configuración de las tuberías de revestimiento y el agujero del pozo, se realiza con “La Guía de programas de tubería de revestimiento y de barrenas” (figura III-1). Esta guía nos muestra el programa de tuberías de revestimiento y de barrenas desde la superficie hasta la profundidad total del pozo. Adicionalmente, se usa para seleccionar la tubería de revestimiento en muchos programas de perforación.

Para el empleo de esta tabla se sigue el siguiente procedimiento:

1. Determinar el diámetro exterior de la tubería de revestimiento de la última sección, la cual será introducida al pozo.
2. Entrar a la Guía con ese tamaño de tubería de revestimiento.
3. Seguir las flechas en el diagrama que nos indican el tamaño del agujero (barrena) para colocar dicha tubería de revestimiento.

Las líneas continuas representan las barrenas adecuadas y comúnmente empleadas para ese tamaño de tubería de revestimiento, sin que se presenten problemas al perforar y cementar la tubería de revestimiento. Las líneas punteadas nos indican el tamaño de las barrenas menos recomendadas para esos tamaños de tubería de revestimiento.

Al seleccionar una de estas líneas hay que tener cuidado en las conexiones de las tuberías, peso del lodo, zonas con problemas de cementación (pérdida de agua, fraguado de cemento, etc.) y patas de perro, ya que complican la introducción de la tubería de revestimiento en zonas con poco espacio libre.

4. Después de seleccionar el tamaño de la barrena, se escoge una tubería de revestimiento suficientemente grande para que permita el paso de la barrena para hacer el siguiente agujero.

Las líneas continuas representan el tamaño de las tuberías de revestimiento más usadas para dicho agujero sin que exista problema alguno para que pase la barrena por la tubería de revestimiento. Las líneas punteadas representan el tamaño de las tuberías de revestimiento en donde pueden existir problemas al pasar la barrena por las tuberías de revestimiento.

5. Este procedimiento se repite hasta llegar al número de tuberías de revestimiento programadas

GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE BARRENAS Y DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTOS

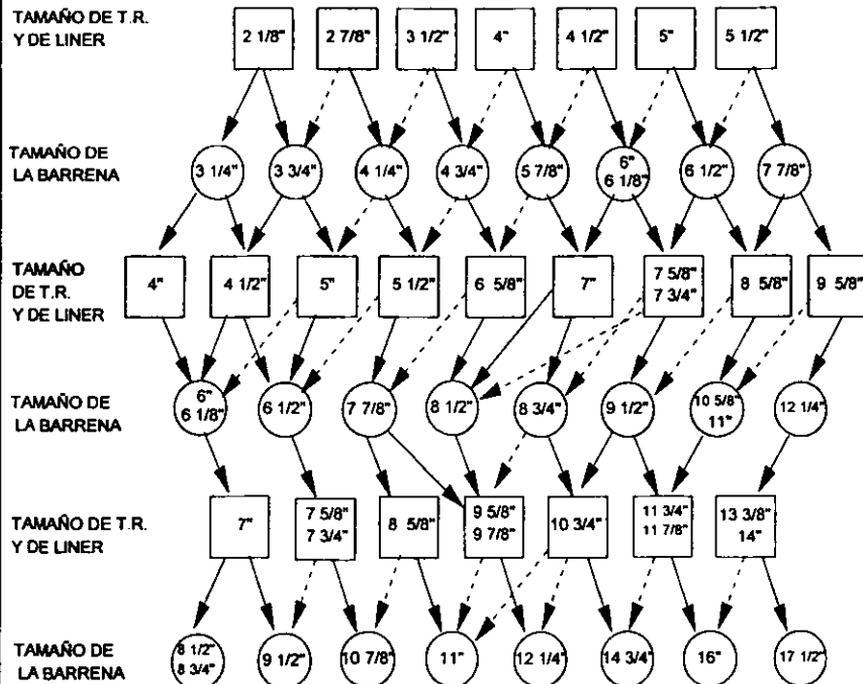


Figura III-1. Guía para la selección de barrenas

3.2 ESFUERZOS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN ^(1,9)

Las sargas de trabajo empleadas en la perforación de pozos de diámetro reducido son similares a las sargas de perforación para los pozos convencionales sobre todo cuando se usa equipo rotatorio.

Para realizar una buena optimización de la perforación, es necesario hacer un análisis de los esfuerzos a los que está sometida la tubería de perforación. Estos esfuerzos, son colapso, presión interna, y tensión, aunque también es importante la selección de la barrena, hidráulica, velocidad de rotación, torque entre otros parámetros para realizar una buena optimización de la perforación.

3.2.1 Presión interno

La tubería de perforación esta sujeta a una presión interna de cedencia, si la presión interna es mayor que la externa se generan rupturas en la tubería, por ello también se le conoce como resistencia a la presión interna.

3.2.2 Colapso

El colapso ocurre cuando la presión interna es menor que la presión externa. El colapso máximo se presenta cuando se realizan pruebas de formación por medio de la tubería de perforación o cuando se tiene poca presión al realizar operaciones de perforación con fluidos de baja densidad tales como: aire, espuma o niebla. La presión al colapso es mayor en el fondo de la sarga de perforación debido a que la tensión es baja. La presión al colapso o presión interna es calcula con:

$$P_c = .052 \times (\rho_{l,ext} - \rho_{l,int}) \times TVD$$

La ecuación anterior permite estimar la presión de resistencia al colapso para una tubería de perforación, considerando que no esta sometida una carga axial. Cuando se aplica la tensión, la resistencia al colapso de la tubería de perforación decrece y ésta es determinada con:

$$P_{ca} = (P_{ca}) \left\{ \left[1 - .75 \left(\frac{AL}{PBYS} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} - .5 \left(\frac{AL}{PBYS} \right) \right\}$$

3.2.3 Tensión

Un aspecto importante en el diseño de la TP es lo que concierne a la carga de tensión y torsión, cuando se calcula la carga por tensión se debe considerar el efecto de flotación en el peso de la sarta.

La flotación es una fuerza ascendente que actúa sobre la tubería que está sumergida dentro del fluido, nos indica que el peso del volumen desplazado es igual al peso de la tubería que esta sumergida dentro del fluido. El peso de la tubería en el fluido es obtenido multiplicando el peso de la tubería en el aire por el factor de flotación. El factor de flotación es obtenido con:

$$K_b = 1 - \left(\frac{\rho_l}{\rho_f} \right)$$

La flotación también es igual a la presión hidrostática que actúa en el área de la sección transversal de la tubería. Esta fuerza generada por la presión hidrostática puede actuar arriba o abajo de la junta. La fuerza de flotación se calcula con:

$$\text{Fuerza de Flotación} = .052 \times TVD \times \rho_f \times A$$

La tensión total en la parte superior de la junta es la suma de las fuerzas de flotación en cada uno de los componentes de la sarta. Por lo general el 90% de la cedencia a la tensión es la carga máxima permisible de la tensión. Un factor de seguridad es utilizado para la resistencia a la tensión, este es obtenido con:

$$SF = .9 \times \left(\frac{P_t}{P} \right)$$

3.3 VELOCIDAD DE ROTACIÓN CRÍTICA EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN ^(1,5,10)

Cuando se presentan vibraciones en la sarta de perforación se ha alcanzado la velocidad de rotación crítica, la cual depende de la longitud y diámetro de la TP, longitud y diámetro de los lastrarrenas, así como del tamaño del agujero. La velocidad de rotación crítica puede causar:

- Doblamiento de la tubería.
- Desgaste de la sarta de perforación.
- Incremento de fatiga en la sarta.

La velocidad de rotación crítica en la tubería de perforación genera vibraciones de tipo oscilatorio y pendular, las vibraciones oscilatorias son más intensas que las de tipo pendular y se presentan entre la junta y la tubería, y son determinadas con:

$$RPM = \frac{33056(\theta_{ext}^2 + \theta_{int}^2)^{\frac{1}{2}}}{L,}$$

En la tabla III-1, se muestran valores recomendados de la velocidad de rotación crítica sin que éstas causen algún problema de los antes mencionados.

Tabla III-1
Velocidad de rotación crítica de tipo oscilatorio en la tubería de perforación

Tamaño de la tubería (pg)	Velocidad de rotación crítica calculada (rpm)	Rango (rpm)
2 3/8	110	94 - 127
2 7/8	130	111 - 150
3 1/2	160	136 - 184
4	185	157 - 213
4 1/2	210	179 - 242
5	235	200- 270
5 1/2	260	221- 299

Las vibraciones de rotación crítica de tipo pendular están relacionadas con la longitud de la sarta y se calculan con:

$$RPM = \left(\frac{258,000}{L} \right)$$

También existen vibraciones torsionales y longitudinales en la sarta de perforación; las longitudinales se presentan por la interacción entre la barrena y la formación generando un golpeteo, las vibraciones torsionales originan el fenómeno de stick-slip en donde la barrena o el estabilizador se adhiere a la formación, cuando esto sucede la rotación de la sarta es lenta aunque el torque sea alto.

Para disminuir las vibraciones en la sarta de perforación se puede usar un aparejo de fondo que contenga un motor de fondo y/o un impulsor. El impulsor sirve como amortiguador de las vibraciones, debido a que genera un empuje descendente por las fuerzas hidráulicas del flujo del lodo. Además impide la comunicación del aparejo de fondo con el de la sarta. El motor de fondo disminuye las vibraciones de la sarta. Al disminuir las vibraciones, se mejora el ritmo de penetración, la vida de la barrena y el daño de la sarta por vibraciones.

3.4 FATIGA DE LA SARTA ^(7,8)

Una de las mayores causas de que la tubería falle es la fatiga, está ocurre cuando la tubería de perforación es rotada en una pata de perro, causando esfuerzos de tensión axiales cíclicos y de compresión en la pared de la tubería como se muestra en la figura III-2, si la tubería es rotada en la pata de perro por un intervalo de tiempo, la tubería puede sufrir fisuras. Además, se presentan esfuerzos adicionales en la tubería de perforación adyacentes a la junta, esos esfuerzos se deben al doblamiento que no se presentan en las juntas rígidas.

La magnitud del daño ocasionado por fatiga depende:

1. De la tensión de la tubería de perforación en la pata de perro.
2. Del número de revoluciones de la tubería en la pata de perro.

3. Dimensiones y propiedades de la tubería de perforación.
4. Severidad de la pata de perro.

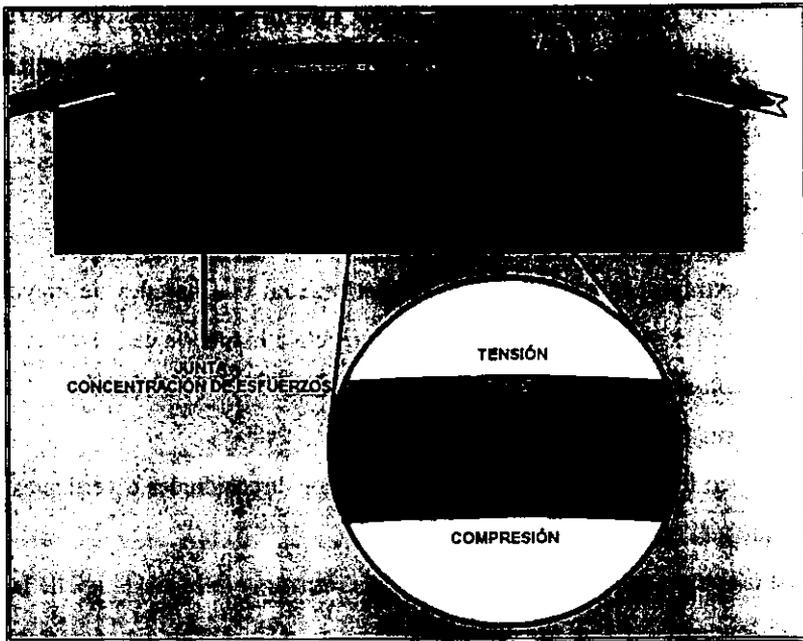


Figura III-2. Esfuerzos de doblamiento en la TP

3.4.1 Fatiga por corrosión

La fatiga por corrosión o fatiga en un medio ambiente corrosivo es la causa más común de falla por fatiga. Un medio ambiente corrosivo en la perforación es un sistema de lodo con un alto contenido de cloruros (sal), así como el arrastre de oxígeno en el sistema de lodo. ambos son los causantes más prevaletentes de la corrosión. La corrosión genera pequeños cavidades en el interior de la tubería de perforación, las cuales actúan como concentradares de esfuerzos, estos esfuerzos pueden generar la formación prematura de grietas por fatiga y subsecuentemente un derrumbe (abertura hecha por el fluido provocada por una fuga).

3.5 ENSAMBLE DE FONDO

El ensamble de fondo esta constituido por la tubería extrapesada, los lastrabarrenas y los estabilizadores. Estos tienen diferentes características y funciones en la sarta de perforación.

3.5.1 Tubería extrapesada

La tubería extrapesada es una tubería de perforación con paredes de mayor espesor y de coples más largos que la tubería normal. Se conecta a la tubería de perforación por medio de juntas y es colocada entre la TP y los lastrabarrenas.

Algunas de sus funciones son:

1. Es usada en lugar de los lastrabarrenas en pozos direccionales o verticales para disminuir el torque y el arrastre.
2. Puede usarse en zonas de transición para minimizar la falla por fatiga de la sarta.

Se observa una tubería extrapesada en forma de espiral ranurada en la figura III-3, el cual es un diseño surcos espirales. El rango de tamaños disponibles es desde 2 7/8 pg hasta 6 5/8 pg de diámetro.

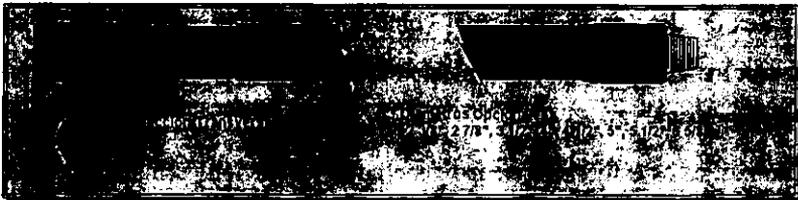


Figura III-3. Tubería extrapesada con ranura en espiral

3.5.2 Tubería lastrabarrena

Los lastrabarrenas son tubos de espesor grande pero menor que el de la tubería extrapesada, son colocados entre la tubería de perforación y la barrena. Existen tres tipos de diseño de tuberías lastrabarrenas (figura III-4):

- a) *Convencional* : Es redondo con superficie lisa.
- b) *Espiral* : Es un lastrabarrena convencional con varios surcos espirales maquinados con poca profundidad, lo cual permite minimizar los problemas de pegadura diferencial (este tipo de lastrabarrenas tiene un peso menor que los convencionales, debido a los surcos espirales, a sí mismo, el peso es 4% menor que el convencional).
- c) *Cuadrado* : Es un lastrabarrena con cuerpo cuadrado y con junta convencional, el cual, es usado para dar una rigidez extra sin incrementar los problemas por pegadura diferencial.

Estos son usados para dar rigidez a la sarta y peso sobre la barrena.

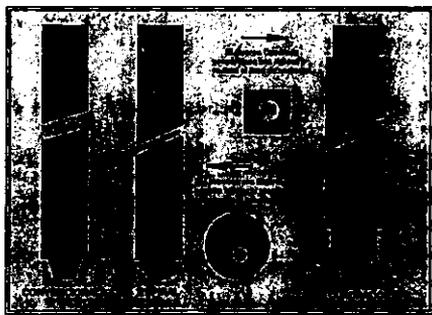


Figura III-4. Diferentes tipos de tubería lastra barrena

El número de lastrabarrenas dependerá del peso requerido en la barrena. El uso de los lastrabarrenas en los pozos de diámetro reducido dependerá del tipo de aparejo de fondo y del tipo de pozo. Por ejemplo, un aparejo de fondo rotatorio requiere más peso en la barrena para obtener ritmos de penetración aceptables, que el de un aparejo de fondo con un motor

de fondo, por lo tanto, el aparejo de fondo rotatorio requiere de un mayor número de lastrabarrenas.

3.5.3 Estabilización ⁽¹⁾

La estabilización de la sarta es usada para mantener o controlar la dirección de la sarta de perforación, así como el peso sobre la barrena. Asimismo, tiene como objetivo mantener el peso óptimo sobre la barrena y las revoluciones por minuto necesarias para obtener el ritmo óptimo de perforación mientras se controla el ángulo del pozo. El uso apropiado de estabilizadores en el aparejo de fondo puede incrementar el rango en el peso de la barrena y las revoluciones por minuto, además puede aumentar, disminuir o mantener el ángulo del pozo.

Las consideraciones para la estabilización en un pozo de diámetro reducido son las siguientes:

1. Los componentes de la sarta de perforación para pozos de diámetro reducido son menos capaces que los convencionales para controlar el incremento del esfuerzo de torsión, debido al contacto de los estabilizadores con la pared del pozo durante la rotación.
2. La alta velocidad de rotación incrementa el momento de inercia de la sarta de perforación, lo cual eleva el riesgo de que falle la sarta de perforación.
3. Pequeño espacio anular:
 - Disminuye la necesidad de usar estabilizadores.
 - Las áreas de flujo son reducidas por el estabilizador originando un incremento en las caídas de presión.

Las herramientas para la estabilización están disponibles para agujeros tan pequeños como 4 ½ pg. En la figura III-5 se muestran las diferentes herramientas disponibles para la estabilización.

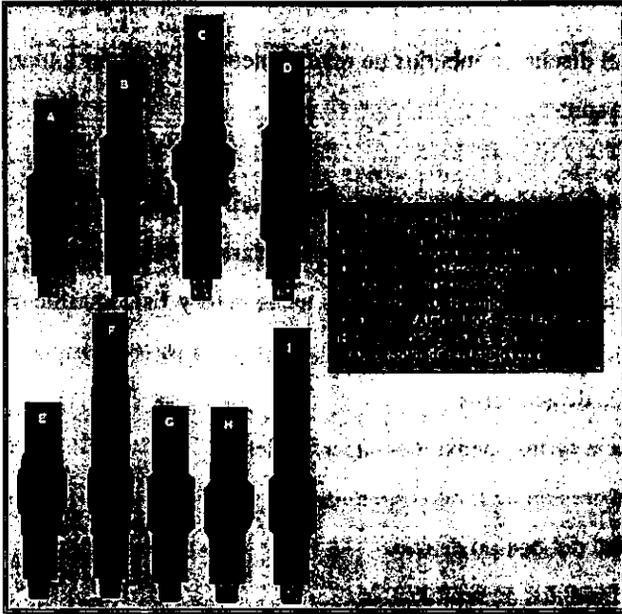


Figura III-5. Herramientas para la estabilización

3.6 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO ^(9,11,12)

El diseño de las tuberías de revestimiento para un pozo petrolero, es un factor de vital importancia desde el punto de vista técnico y económico. En cuanto al aspecto técnico, se deben satisfacer los requerimientos de seguridad del pozo, manteniendo la estabilidad al soportar todos los esfuerzos a la que pueda estar sometida esta tubería. En relación a lo económico, se debe seleccionar la tubería más barata y a su vez mantener la seguridad de trabajo de la misma.

En pozos de diámetro reducido, el diseño de TR's , así como el de tuberías de producción dependerá de que se pueda llevar a cabo la perforación con la máxima seguridad y eficiencia, realizar con mayor facilidad las operaciones de terminación y reparación del pozo, así como de mantener un mayor tiempo en producción el pozo.

Para realizar el diseño de tuberías de revestimiento se deberán tomar en cuenta una serie de factores como son:

- Las densidades equivalentes de presión de formación y fractura
- Las densidades de los fluidos que se utilizarán para la perforación
- La presencia de zonas con problemas mecánicos y fisicoquímicos (zonas de pérdidas de circulación, zonas de lutitas inestables, zonas de presión anormal, etc)
- La presencia de acuíferos
- La resistencia de las conexiones superficiales
- La máxima presión de fondo esperada
- La capacidad del equipo de izaje
- Los requerimientos de producción
- La disponibilidad de las tuberías de revestimiento

En la actualidad el criterio más utilizado para el diseño de tuberías de revestimiento es el de "Carga Máxima". En este criterio se evalúan las condiciones más críticas a que se someterán las diferentes tuberías de revestimiento (superficial, intermedia, cortas y producción), las cuales dictarán las cargas de estallamiento, colapso y tensión que deberán resistir.

Cuando se realiza el diseño de las tuberías de revestimiento para un pozo de diámetro reducido, se deberán hacer algunas consideraciones adicionales a las que se toman en el diseño de un pozo convencional, en el momento de hacer la selección de las tuberías de revestimiento que soportarán las cargas evaluadas con el criterio de Carga Máxima.

Una de las principales consideraciones radica en la selección del peso de las tuberías de revestimiento que se utilizarán, el cual deberá ser el menor posible debido a que comúnmente el equipo de izaje con el que se perforan los pozos de diámetro reducido son de baja capacidad.

Se podría pensar que la anterior consideración conduce a sacrificar la resistencia que dará la tubería de revestimiento seleccionada, pero esto no siempre sucede, ya que si se hace una comparación de las resistencias al estallamiento, colapso y tensión de tuberías de revestimiento del mismo grado y mismo peso unitario (aproximadamente), pero de diferente diámetro, podremos notar que conforme el diámetro de la tubería es menor, la resistencia al estallamiento y al colapso aumenta y la resistencia a la tensión se mantiene casi constante (tabla III-2).

Tabla III-2
Resistencia a la presión de TR's.

Diámetro de la TR (pg)	Grado	Peso (lb/ft)	Espesor de pared (pg)	Resistencia al estallamiento (lb/pg ²)	Resistencia al colapso (lb/pg ²)	Resistencia a la tensión (lb/pg ²)
10.75	K-55	40.5	0.35	3130	1580	629
9.625	K-55	40	0.395	3950	2020	630
7.625	C-75	39	0.5	8610	8430	839
7	C-75	38	0.54	9300	10680	822
5	C-75	15	0.296	7700	6970	328
4.5	C-75	15.5	0.337	9830	10390	331
3.5	C-75	15.8	0.476	17850	17630	339

Es decir, si tomarán diámetros menores y a la vez menor peso, se tendrá mayor resistencia que la ofrecida por una tubería del mismo grado y casi del mismo peso.

Esto lo podemos comprobar si se observa la ecuación utilizada para los cálculos de la presión de estallamiento, colapso y tensión para una tubería de revestimiento:

$$P_{br} = .875 \left(\frac{2\sigma_t}{\theta_n} \right)$$

Si se considera un peso y grado de tubería, el esfuerzo de cedencia es constante para un mismo grado de acero, conforme el diámetro nominal de la tubería es menor el espesor de pared es más grande, en consecuencia la resistencia al estallamiento aumenta.

Tomando como ejemplo el cálculo del colapso en el modo elástico, se tiene:

$$P_c = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{\theta_n}{t} \right) \left(\frac{\theta_n}{t} - 1 \right)^2}$$

Para un grado y peso de tubería, se puede observar que conforme se toma un diámetro nominal menor y en consecuencia un espesor de pared mayor, el denominador de la ecuación se hace menor, dando esto como resultado una resistencia al colapso mayor.

En el caso de la resistencia a la tensión, se puede observar que para un mismo grado de tubería la resistencia a la tensión, únicamente es función del área de la sección transversal, la cual será la misma para cualquier diámetro nominal siempre que el peso de la tubería sea el mismo, por lo tanto, la resistencia a la tensión será constante.

$$F_T = \sigma_y A$$

Otra consideración importante para el diseño de tuberías de revestimiento de pozos de diámetro reducido, es el efecto del incremento en la carga de tensión debido a la flexión, la cual será de gran importancia cuando el pozo va a ser desviado u horizontal, como se puede observar en la siguiente ecuación, el incremento en el esfuerzo axial causado por la flexión es función del ritmo de incremento de ángulo y del diámetro exterior de la tubería, siendo este último el que muestra la ventaja de la perforación con diámetro reducido, ya que al tener un menor diámetro exterior de la tubería, será menor el incremento en el esfuerzo axial debido a la flexión.

$$\Delta\sigma_T = 218 \theta_{ext} q_v$$

El incremento de tensión total es:

$$\Delta F_T = \Delta\sigma_T A$$

para la consideración que se ha venido haciendo el incremento en tensión debido a flexión es menor al que se habría tenido para diámetros más grandes (pozo convencional). Otro aspecto adicional importante para la selección de las tuberías de revestimiento en pozos de diámetro reducido es el siguiente:

Para hacer la selección de los diámetros de barrenas y tuberías de revestimiento, se deberán identificar los diámetros mínimos posibles para la zona productora, que cumplan con los requerimientos de producción y que permitan utilizar las herramientas y accesorios necesarios para la terminación y reparación del pozo. Una vez identificados los diámetros, la selección de los diámetros de los otros intervalos se

hará “del fondo hacia arriba” sin olvidarnos en ningún momento de que las tuberías de revestimiento deberán tener el diámetro interno de trabajo suficiente, con el fin de permitir el paso de los aparejos que se utilizarán en la perforación del siguiente intervalo.

Así mismo, la selección de los diámetros debe tener un espacio anular entre la TR y la pared del pozo, para lograr un espesor de cemento óptimo. Para lograr los puntos anteriores se pueden utilizar tuberías de revestimiento con “drift” especial.

NOMENCLATURA

A	= Área de la sección transversal de la tubería (pg^2)
AL	= Carga axial (lbs)
F_T	= Resistencia a la tensión (lb/pg^2)
K_b	= Factor de flotación
L	= Longitud total de la sarta de perforación (pie)
L_j	= Longitud de una junta (pie)
P	= Tensión calculada (lb)
P_{br}	= Resistencia al estallamiento (lb/pg^2)
PBYS	= Esfuerzo de cedencia de la tubería (lbs)
P_c	= Resistencia al colapso (lb/pg^2)
P_{ca}	= Presión de colapso con carga axial (lb/pg^2)
P_{ca}	= Presión de colapso con carga axial Cero (lb/pg^2)
P_t	= Tensión en la tubería (lb)
qv	= Ritmo de incremento del ángulo
RPM	= Velocidad crítica de rotación (RPM)
t	= Espesor de pared (pg)
TVD	= Profundidad vertical verdadera (pie)
σ_y	= Esfuerzo mínimo de cedencia (lb/pg^2)
$\Delta\sigma_T$	= Incremento en el esfuerzo axial (lb)GG
ΔF_T	= Incremento en tensión total (lb)
$\rho_{L_{ext}}$	= Densidad del lodo externa (lb/gal)
$\rho_{L_{int}}$	= Densidad del lodo interna (lb/gal)
ρ_L	= Densidad del lodo (lb/gal)

- ρ_t = Densidad de la tubería
para el acero, $\rho = 65.44$ (lb/gal)
para el aluminio, $\rho = 23.33$ (lb/gal)
- θ_{ext} = Diámetro exterior (pg)
- θ_{int} = Diámetro interior (pg)
- θ_n = Diámetro nominal (pg)

BIBLIOGRAFÍA

- 1.Slim Hole Well Technology Training Manual
Maurer Engineering
Chapter 2
July, 1993

- 2.Well Control Methods and Practices in Small Diameter Wellbores
Bode, D.J. and Nofke, R.B.
SPE
October, 1989

- 3.Slim Hole Drilling Proven in Remote Exploration Project
Dachary, J. And Vighetto, R.
Oil & Gas Journal
April, 1989

- 4.Swedish Group's Small-Hole Shallow Drilling Technique Cuts Costs
Dahl, Thomas
Oil & Gas Journal
April, 1982

- 5.Drill Collar Length is a Major Factor in Vibration Control
Dareing, D.W.
Journal of Petroleum Technology
April, 1984

- 6.Mining Drill Taps Swedish Oil
Franco, Alvaro
Drilling Contracto
August, 1982

- 7.Cumulative Fatigue Damage of Drilling Pipe in Doglegs
Hansford, J.E. and Lubinski, A.
Journal of Petroleum Technology
March, 1966

8. Minimix Drill Pipe Damage and Hole Problems

Nicholson
IADC
March, 1974

9. Applied Drilling Engineering

Bourgoyne and Millheim
2^o Edition
1991

10. Slimhole Drilling Package Proves Cost Effective in Remote Location

R.M. Mc Nicall and Georg Schneider
February - March, 1995

11. Perforación Reducida

Simón Cabrera José
IMP

12. Testing and Production Performance Slimhole Wells

Mehdi, Azar and Mohamed Solimar
SPE
March, 1995

“ CAPÍTULO IV ”

BARRENAS

4.1 TIPOS DE BARRENAS ⁽¹⁾

La experiencia en la perforación de pozos de diámetro reducido, nos ha mostrado que las barrenas tienden a desgastarse con mayor rapidez debido a la alta velocidad de rotación, provocando que la perforación sea más lenta en comparación con las de tamaño convencional. Sin embargo, se han diseñado nuevas barrenas para la perforación de pozos de diámetro reducido, que permiten una mayor velocidad de penetración que las barrenas convencionales en algunas operaciones.

4.1.1 Barrenas de diamantes

Las barrenas de diamantes para la perforación de pozos de diámetro reducido resultan menos caras que las barrenas de conos, ya que estas no tienen cojinetes. El número de diamantes de una barrena es proporcional al área de la barrena, por lo tanto una barrena de diamantes para la perforación de pozos de diámetro reducido es mucho más barata que una barrena de diamantes para la perforación de pozos convencionales.

4.1.2 Barrenas de loberos

Los diámetros más comunes que se usan de estas barrenas es de 6 ¼ pg hasta 7 7/8 pg. El peso sobre la barrena varía desde 4,000 a 4,500 lb, con una velocidad de

rotación de 60 a 100 rpm. Los riesgos asociados con la técnica de la perforación de pozos de diámetro reducido incluyen: escasez de planes de contingencia, abastecimiento de la sarta de TR y problemas con la perforación y con el trabajo de limpieza en la sección de 6 pg.

4.1.5 Barrenas de diamantes compactos policristalinos (PDC) (1,2,10)

Esta barrena de fricción es corrida generalmente con motores de fondo a altas velocidades de rotación (300 a 1000 rpm), por lo que estos motores liberan más potencia hacia la roca e incrementan la velocidad de penetración de 2 a 3 veces más que los equipos de perforación rotatorios convencionales.

Los cortadores que utiliza esta barrena PDC consisten de una capa delgada de pequeños diamantes sintéticos unidos al carburo de tungsteno, los cuales a su vez están colocados dentro del cuerpo de acero de la barrena o están insertados fuertemente al cuerpo de la matriz de la barrena (figura IV-1).

Una barrena PDC con cuerpo de matriz es ideal para perforaciones profundas ya, que el material de la matriz es resistente a la erosión aun en lugares del pozo con formaciones duras.



Figura IV-1. Montaje de los dientes para una barrena PDC

Estas barrenas perforan mediante la acción de cizallamiento y, además permiten un alto ritmo de penetración con un bajo peso sobre la barrena en formaciones estables. Esta acción de cizallamiento es más efectiva en sedimento plásticos tales como la sal, limonita y arenisca poco consolidada, ya que requieren de una menor energía y proporcionan una limpieza más efectiva. En esta acción de cizallamiento se debe tener cuidado, ya que incrementa las vibraciones en la sarta de perforación, las cuales son, un problema crítico en la perforación de pozos de diámetro reducido.

Las barrenas PDC son de gran éxito para perforar formaciones suaves a media-duras, pero también se pueden romper o fracturar los dientes de estas barrenas debido a las limitaciones térmicas cuando se perforan rocas duras en pozos muy profundos (figura IV-2).



Figura IV-2. Efecto de la temperatura en las barrenas

Los dientes de las barrenas PDC llegan a fallar a altas temperaturas por que el Adhesivo de Cobalto con el aumento de temperatura tiene un mayor coeficiente de expansión térmica que el de los diamantes. Es decir, cuando se encuentran formaciones duras, la temperatura se incrementa por la alta fricción, originando que el Adhesivo de Cobalto se dilate más que en los diamantes y los dientes de la barrena PDC fallen.

En la tablas IV-1a y IV-1b se presentan, respectivamente, las características y condiciones de operación de las barrenas PDC para diferentes diámetros.

Tabla IV-1a
Características de las Barrenas PDC

Diámetro (pg)	Tipo de barrena	Tamaño del cortador (mm)	No. de aletas	No. de toberas	Conexión API (pg)	Longitud de calibre (pg)	Área de flujo de la ranura (sq. pg)	Perfil	Tipo de cuerpo	Longitud (pg)	Código IADC
12	DS47H	13	8	6	6 5/8	4 5/8	27.5		Matriz	17	M433
10 5/8	DS59H	13	6	6	6 5/8	4	22.4	Medio ahusada	Matriz	15.8	M332
10 1/2	DS49H	13	8	4	6 5/8	3	18.46	Media Ahusada	Matriz	13 5/8	M332
9 7/8	DS59H	13	6	6	6 5/8	15.3	19.2	Media ahusada	Matriz	15.3	M332
9 1/2	DS39	13	3	3	6 5/8	4	15.8	3 Lados Hemisféricos	Matriz	18.5	M231
8 3/4	DS59H	13	5	5	4 1/2	2 1/2	16.5	Medio ahusado	Matriz		M332
8 1/4	DS26H	13	7	4	4 1/2	3	10.4	Media ahusado	Matriz	12.6	M432
7 7/8	DS66H	13	8	4	4 1/2	2 3/4	1	Media ahusado	Matriz		M432
6 1/2	DS39	13	3	3	3 1/2	2 3/4	8.5	3 Lados hemisféricos	Matriz	15.5	M231
6	DS26H	13	6	3	3 1/2	2.38	3.6	Redondo	Acero	3.6	S232
5 7/8	DS35	13	0	5	3 1/2	4		Plano convexo	Matriz	9	M232
5 3/4	DS56H	13	6	3	3 1/2	2 1/2	4.22	Ahusado redondo	Matriz	9.6	M432
4 3/8	DS49H	13	4	2	2 3/8	2 1/2	4	Ahusado redondo	Matriz	9 1/2	M332
3 3/8	DS74H	8	5	2	2 3/8	1.2	0.9	Medio ahusado	Acero	4.8	S242

Tabla IV-1b
Condiciones de operación en las barrenas PDC

Peso de la barrena (lbs)	Peso sobre barrena (miles lb)	Peso sobre barrena. Max. (miles lb)	RPM	Flujo (gpm)	Caida de Presión en toberas (lb/pg ²)	Máximo torque de apriete (miles de lb/pg ²)
430	5 a 35	50	No crítica	600 a 800	700 a 1200	32
343	3 a 25	35	No crítica	400 a 700	700 a 2000	32
320	3 a 30	35	No crítica	400 a 650	700 a 2000	32
343	3 a 25	35	No crítica	400 a 700	700 a 2000	32
345	5 a 30	35	No crítica	450 a 700	700 a 2000	32
343	3 a 25	30	No crítica	275 a 500	700 a 1500	16
200	2 a 25	30	No crítica	275 a 500	700 a 1500	16
210	2 a 20	25	No crítica	275 a 525	700 a 1500	16
240	3 a 20	25	No crítica	150 a 275	700 a 2000	9
165	3 a 13	18	No crítica	175 a 250	700 a 1200	9
	3 a 15	20	No crítica	125 a 250	700 a 2000	9
150	3 a 18	25	No crítica	150 a 275	700 a 2000	9
33	3 a 10	14	No crítica	90 a 150	300 a 1000	3.5
26	2 a 10	15	Dep. de la Form.	75 a 200	50 a 2000	3.5

En las figuras IV-3, IV-4 y IV-5, se ilustran algunas de las diferentes variedades de barrenas PDC que existen en el mercado.

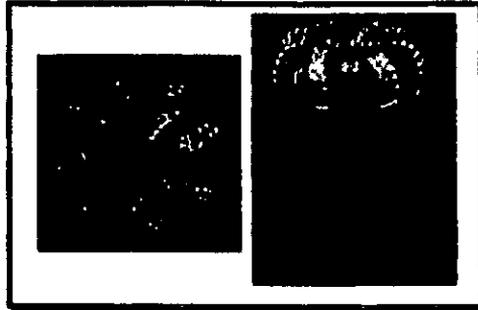


Figura IV-3. Barrena PDC, tipo DS49H para diámetro de 10 ½ pg

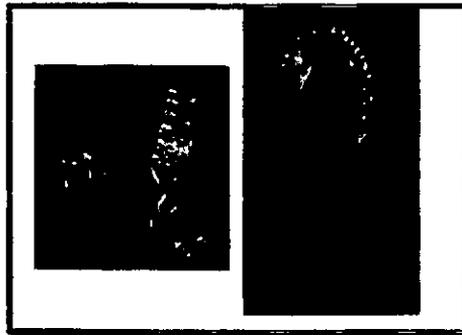


Figura IV-4. Barrena PDC, tipo DS39 para diámetro de 6 ½ pg

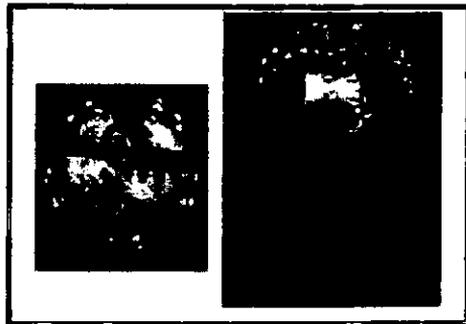


Figura IV-5. Barrena PDC, tipo DS74H para diámetro de 3 3/8 pg

4.3.4 Barrenas con dientes de diamantes terminados estables (TSD) (2,10)

Esta barrena al igual que las PDC es corrida generalmente con motores de fondo a altas velocidades de rotación (300 a 1000 rpm), este tipo de motores liberan más potencia hacia la roca e incrementan la velocidad de penetración de 2 a 3 veces más que los equipos de perforación rotatorios convencionales.

Asimismo, tienen un Adhesivo de Cobalto removible, que les permite operar a altas temperaturas. Los dientes de la barrena TSD están elaborados con discos largos, cortados en forma de triángulos o de moldes cúbicos y moldeados directamente dentro de la matriz de la barrena (figuras IV-6 y IV-7). La experiencia ha demostrado que estas barrenas TSD pueden perforar más de 90 m (300 pies) antes de que los dientes se aflojen en las formaciones de granito, roca ígnea y rocas sedimentarias duras.

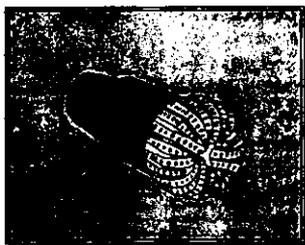


Figura IV-6. Barrena TSD con cuerpo de matriz

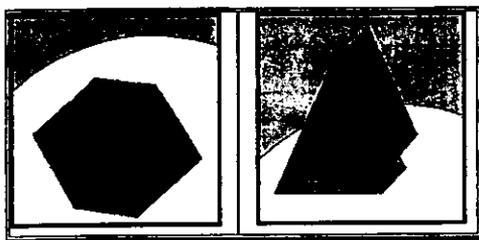


Figura IV-7. Cortadores de la barrena TSD

Las barrenas PDC y TSD perforan en una relación de nueve a catorce veces mayor que las barrenas de rodillo, debido a que éstas pueden operar a elevadas velocidades de rotación y permiten transmitir un alto torque hacia la roca, sin embargo, requieren más energía para remover una unidad de volumen de roca. Las barrenas PDC perforan más rápido que las barrenas TSD; pero las barrenas TSD son mejores en formaciones profundas de roca dura, debido a la menor degradación térmica de los dientes de la barrena.

En las tablas IV-2a y IV-2b se presentan las características y condiciones de operación en las barrenas TSD para diferentes diámetros.

Tabla IV-2a
Características de las barrenas TSD

Tipo de Barrena	Diámetro (pg)	Tipo de Barrena	Conexión API (pg)	Perfil	Diseño Hidráulico	Densidad del Diamante
Diamantes Naturales	12 1/4	283DDRS	6 5/8	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media a Pesado
	8 1/2	283 ND	4 1/2	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media
	6 1/2	263NDTS	3 1/2	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media a Pesado
	4 3/4	733TS	2 7/8	Ahusamiento Medio	Flujo Cruzado	Media a Pesado
	3 1/2	221NDU	2 3/8	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media
Diamantes Impregnados	12 1/4	262	6 5/8	Punta Redonda	Flujo Radial	Pesada a Extra Pesada
	8 1/2	472GU	4 1/2	Redonda	Flujo Radial	Pesada a Extra Pesada
	6 1/2	462TS	3 1/2	Punta Redonda	Flujo Radial	Pesada a Extra Pesada
TSD	12 1/4	243	6 5/8	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media a Pesado
	8 1/2	223ND	4 1/2	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media
	6 1/2	223NDTS	3 1/2	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media a Pesado
	5 7/8	263	3 1/2	Ahusamiento Grande	Flujo Cruzado	Media

Tabla IV-2b
Condiciones de Operación de las Barrenas TSD

Peso sobre barrena (miles lb)	Flujo (gpm)	Caída de Presión en toberas (lb/pg ²)	Abrasividad	Tipo de formación
15 a 55	600 a 900	20 a 600	Media Alta	Media a Media Dura
9 a 30	325 a 475	200 a 800	Media	Media a Media Dura
6 a 25	150 a 225	200 a 1,000	Media	Media a Media Dura
5 a 20	90 a 150	200 a 400	Media	Media a Media Dura
1 a 8	50 a 130	200 a 800	Media	Media a Media Dura
15 a 45	600 a 800	200 a 600	Alta a Muy Alta	Dura a Muy Dura
9 a 30	275 a 550	200 a 600	Alta a Muy Alta	Dura a Muy Dura
6 a 25	150 a 225	200 a 500	Alta a Muy Alta	Dura a Muy Dura
12 a 55	600a 900	200 a 600	Media	Media a Media Dura
9 a 30	325 a 475	200 a 800	Media	Media a Media Dura
6 a 25	150 a 225	200 a 1000	Media	Media a Media Dura
8	150a 225	200 a 800	Media	Media a Media Dura

En las figuras IV-8, IV-9, IV-10 y IV-11, se ilustran algunas de las diferentes variedades de barrenas TSD que existen en el mercado.

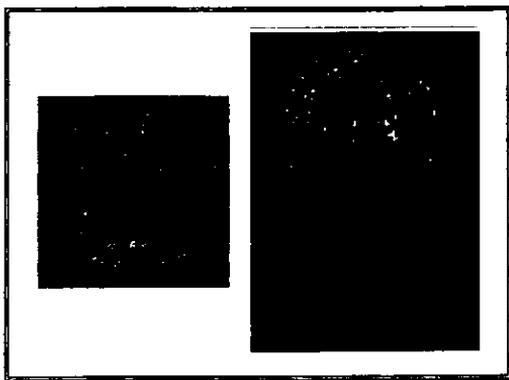


Figura IV-8. Barrena de diamantes naturales TSD 263ND de diámetro de 8 ½ pg

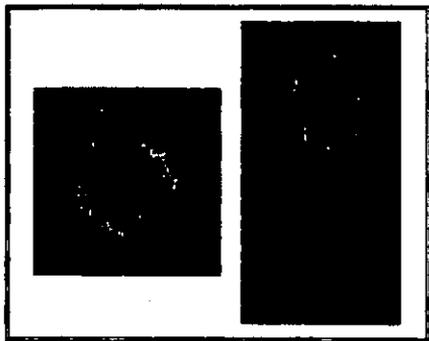


Figura IV-9. Barrena de diamantes, TSD 221NDU para diámetro de 3 ½ pg

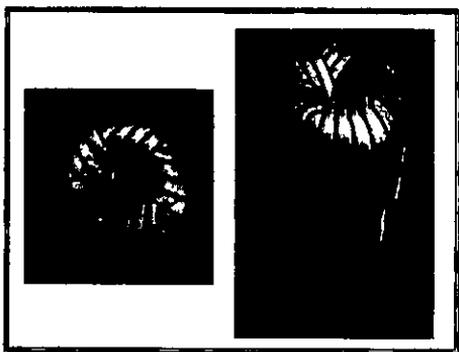


Figura IV-10. Barrena de diamantes impregnados, TSD 472GU para diámetro de 8 ½ pg

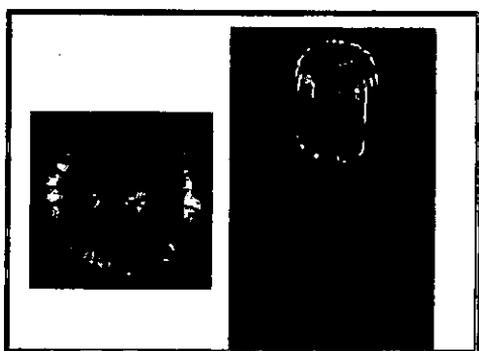


Figura IV-11. Barrena de impregnados, TSD 462TS para diámetro de 6 ½ pg

4.1.5 Barrena tipo molino de carburo ^(b)

El perfil ondulado da una mayor acción agresiva al momento de cortar en el acero y en otros materiales, estas barrenas no sufren los problemas de atascamiento y el desgaste del diente es lento comparado con el de otras barrenas. Estas barrenas han sido utilizadas en trabajos de limpiado de metales y de cemento, reduce el número de viajes, asimismo, muchos trabajos de limpiado dentro del pozo son complementados con esta barrena (figura IV-12).



Figura IV-12. Barrena tipo molino

4.2 CONSIDERACIONES ESPECIALES EN LA SELECCIÓN DE LAS BARRENAS

4.2.1 Barrenas ISD

1. *El Tipo de formación.* Por lo general, estas barrenas se usan para formaciones duras debido a su lenta degradación térmica.
2. *Orientación de los dientes.* Una barrena con dientes inclinados y puntiagudos perfora más rápido y la pérdida de dientes por rotura es menor que una con dientes planos.

3. *Número de dientes.* Una barrena con un gran número de dientes perfora de 1.5 a 9 veces más rápido que una barrena con pocos dientes.
4. *El tamaño de los dientes.* La barrena con dientes grandes da como resultado un mayor ritmo de penetración y una prolongación en la vida de la barrena.

4.2.2 Barrenos PDC

1. *Tipo de formación.* Estas barrenas tienen un mejor desempeño en formaciones que van de suaves a media-duras, con características no abrasivas ni plásticas, ya que su degradación térmica es muy rápida si se usa para formaciones duras.
2. *Tamaño, número y forma del diente.* Mientras mayor sea el número, más grande, inclinado y afilado, mayor será el ritmo de penetración que ejercerá la barrena sobre la formación.
3. *Tipo del cuerpo de la barrena.* Puede ser de matriz o de acero, con cuerpo de matriz tiene una mayor resistencia a la erosión y minimiza la posibilidad de fracturar los dientes debido a su construcción.
4. *Temperatura máxima.* Los dientes de las barrenas soportan como máximo 700°C, ya que a mayores temperaturas el desgaste es mucho más rápido, esto se debe al factor de expansión térmica.

4.2.3 Barrenos de rodillos ó tricónico

1. *Tipo de formación.* Este tipo de barrenas pueden ser usadas, por lo general, en formaciones suaves, media-suaves, media-duras y duras.
2. *Tipo de diente.* Puede ser maquinado o de insertos.

4.2.4 Barrenas de diamantes

1. *Tipo de formación.* Estas barrenas pueden usarse en formaciones suaves, media-suaves, duras y abrasivas.
2. *Tamaño y el número de dientes.* Dependerá del tipo de formación que se perfora. En formaciones duras estas barrenas tienen dientes de .07 a .125 quilates y para media-duras el diente es de .75 a 2 quilates.
3. *Cuerpo de la barrena.*, Puede ser de acero o de matriz.
4. *Tipo de flujo.* Para el limpiado del agujero puede ser cruzado o radial.

BIBLIOGRAFÍA

1. Slim Hole Well Technology Training Manual
Maurer Engineering
Chapter 6
July, 1993

2. Slim Hole Dilling and Completion Barrier
Chapter 3
Maurer Engineering (Allen Shook, James Dech), Baker Oil Tools (Mark Hoopmann) and Halliburton Energy (Paul Boonen)
May, 1995

3. Swedish Group's Small-Hole Shallow Drilling Tecnique Cuts Costs
Dahl, Thomas
Oil & Gas Jurnal
April, 1982

4. Slim Hole Haul in Saving
Floyd, Kevin
Drilling
July/August, 1987

5. Mining Drill Taps Swedish Oil
Franco, Alvaro
Drilling Contracto
August, 1982

6. Slim Hole Drilling in Harsh Enviroments
Fultz, J.D. and Pittarad, F.J.
IADC/SPE
Febrary, 1990

7. Optimizing Hole and Casing Sizes Can Cut Drilling Costs
Hays, E.G.
Petroleum Enginner Internatioanal
May, 1990

8. Performing Workover Drilling Operations Through Small Diameter Restrictions

Fultz, J.D. and Pittarad, F.J.

SPE

April, 1991

9. Slimhole Continuous Coring and Drilling in Tertiary Sediments

Randolph S.B. and Jourdan A.P.

SPE/IADC

March, 1991

10. Hycalog Catálogo Interactivo (Barrenas Premium de Perforación)

Hycalog

11. Applied Drilling Engineering

Bourgoyne and Millheim

2° Edition

1991

“ CAPÍTULO V “

HIDRÁULICA

En la perforación de pozos convencionales, el fluido de perforación es bombeado hacia el fondo del pozo por el interior de la sarta de perforación, saliendo por las toberas de la barrena y regresando hacia la superficie por el espacio anular. Durante la circulación, el fluido de perforación sirve para enfriar la barrena, estabilizar el agujero, controlar la presión de formación y limpiar el agujero mediante el acarreo de los recortes perforados a la superficie .

Los requerimientos hidráulicos para la perforación de pozos de diámetro reducido difieren de los empleados en la perforación convencional, debido a que la sarta de perforación frecuentemente es rotada a velocidades mucho mas altas (de 250-1000 rpm vs 50-150 rpm) y el área de flujo anular (claro radial) entre la sarta y la pared del pozo o la TR es mucho menor (0.25-0.5 pg vs 1 o mas pg). Debido a esto, durante la perforación de pozos de diámetro reducido la mayor pérdida de presión por circulación en el sistema se presenta en el espacio anular (90%), mientras que en la convencional se manifiesta dentro de la sarta.

Las diferencias hidráulicas de un pozo de diámetro reducido a uno convencional son las siguientes:

- a) Grandes caídas de presión se presentan dentro de la tubería de perforación debido al pequeño diámetro interior

- b) En el espacio anular la caída de presión es mayor a causa del pequeño espacio en esta área, especialmente en sistemas de muestreo continuo.
- c) Pequeños cambios en el gasto pueden causar un cambio grande en la caída de presión anular, así como en la Densidad Equivalente de Circulación (DEC).
- d) Altas velocidades de rotación en la sarta (300-800 rpm) pueden incrementar significativamente la caída de presión en el espacio anular, debido a que ésta impulsa al fluido hacia la pared del pozo, provocando un incremento en la fricción, ésta generara un incremento en la DEC.
- e) Variaciones en la DEC, pueden causar problemas tales como: 1) manifestaciones y reventones 2) colapso del pozo 3) pérdida de circulación y 4) daño excesivo de la formación.
- f) Los reductores de fricción que mantienen al fluido de perforación en flujo laminar puede reducir significativamente la caída de presión.
- g) Altas velocidades de rotación en la sarta (300-800 rpm) pueden causar que los sólidos perforados y los materiales pesados se acumulen en forma de placas, esto se debe a las altas fuerzas centrífugas, incrementando las caídas de presión.
- h) La descentralización de la sarta de perforación causa hasta el 60% de abatimiento de presión en el espacio anular.
- i) Altas velocidades en el espacio anular mejoran la remoción de los recortes.
- j) Los claros pequeños alrededor de las uniones incrementan la caída de presión y pueden causar erosión del agujero.
- k) Las limitaciones en el ritmo de flujo del motor de fondo pueden conducir a problemas de limpieza en el agujero.

5.1 OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA ⁽⁵⁾

La hidráulica en la perforación de pozos de diámetro reducido puede ser optimizada por la determinación de las propiedades del fluido de perforación, requerimientos de velocidad anular, criterios de optimización:

1. Potencia hidráulica en la barrena.
2. Fuerza de impacto sobre el fondo del agujero.
3. Velocidad de las toberas.

El procedimiento que se utiliza para los pozos convencionales, es el mismo para los pozos de diámetro reducido.

Para la exitosa perforación de pozos de diámetro reducido, se deben seleccionar adecuadamente las dimensiones del espacio anular, las características reológicas del lodo de perforación, el ritmo de flujo del lodo de perforación y el diámetro de las toberas de la barrena; con el fin de obtener:

1. Suficiente distribución de los recortes perforados a lo largo del espacio anular sin aglomerarse:
 - Mantener al lodo de perforación en el espacio anular tan uniforme como sea posible.
 - Mantener la velocidad anular por arriba de la velocidad de sedimentación o asentamiento de los recortes.
 - Minimizar los efectos adversos de rotación en la sarta de perforación sobre el perfil de velocidad anular.

2. Un pozo estable:

- Un gradiente de velocidad pequeño minimiza el esfuerzo de corte en la pared del pozo lo cual reduce la erosión del agujero.
- Mantener la presión del espacio anular por abajo de la presión de fractura de formación.
- Minimizar la reacción entre el lodo y la formación.

3. Optimizar el comportamiento de la barrena:

- Maximizar el ritmo de flujo en la velocidad de las toberas o la fuerza de impacto.
- Minimizar el ritmo de flujo para enfriar la barrena.
- Minimizar el ritmo de flujo para prevenir taponamiento de las toberas de la barrena.

4. Optimizar el empleo de la potencia de superficie:

- Elegir apropiadamente las propiedades reológicas del lodo.
- Ritmo de flujo apropiado del lodo de perforación.

5.1.1 Velocidad anular óptimo ^(1,5,6)

La velocidad anular óptima debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de los recortes perforados, para impedir que los recortes se depositen en el fondo del pozo y afecten el ritmo de penetración. La velocidad neta de los recortes es la diferencia entre estas dos velocidades (figura V-1).



Figura V-1. Velocidad de los recortes perforados

La velocidad de asentamiento de los recortes es una función del tamaño, densidad y forma de los recortes, densidad y propiedades reológicas del lodo de perforación. Existen diferentes modelos para calcular la velocidad de asentamiento como se podrá observar en este capítulo. La velocidad anular es definida como la velocidad promedio del lodo en el anular, entre las dimensiones de la sarta de perforación y el agujero o la pared de la TR es calculado como:

$$V = \frac{24.5Q}{\theta_a^2 + \theta_{ext.1}^2}$$

Una velocidad anular alta puede dejar una erosión excesiva del agujero e inestabilidad del pozo. Como resultado de esto, la selección correcta en la mayoría de los casos de perforación convencional y en los casos de agujeros reducidos, es elegir la velocidad anular más baja para poder limpiar el agujero. En la figura V-2 se muestra un conjunto de curvas desarrolladas por Hal Fulerton que presentan la velocidad anular óptima

basada en el diámetro del agujero y el promedio de las propiedades del lodo con varias densidades.

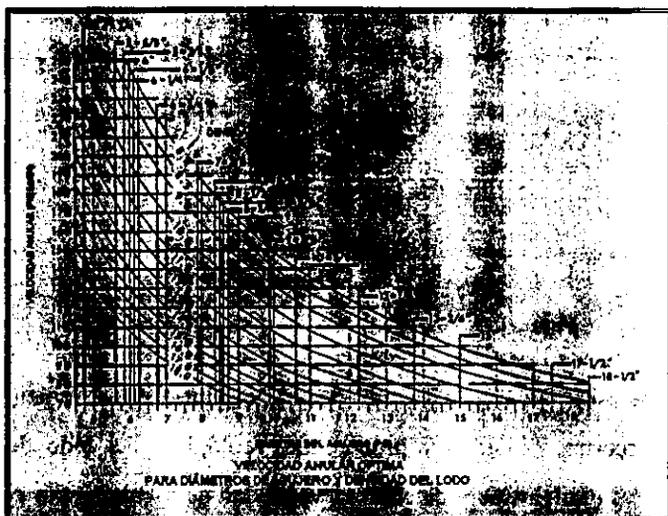


Figura V-2. Nomograma para determinar la velocidad anular óptima

5.2 PERFIL DE LA VELOCIDAD ANULAR

El perfil de la velocidad anular depende del régimen de flujo del fluido de perforación, propiedades reológicas del lodo, excentricidad y rotación de la sarta de perforación en el agujero.

5.2.1 Régimen de flujo

El perfil de velocidad del fluido de perforación en el espacio anular depende del régimen de flujo, y si éste turbulento, el perfil de velocidad será relativamente

uniforme, cuando la velocidad del fluido cerca de la pared del agujero es alta, causa erosión del agujero en formaciones suaves, resultando una alta caída de presión, lo cual incrementa la DEC. Si el régimen de flujo es laminar, el perfil de velocidad depende de la reología del lodo.

5.2.2 Reología del lodo

Principalmente son tres los modelos reológicos utilizados para estudiar los diferentes tipos de lodos, los cuales se basan en las propiedades de esfuerzo cortante y están referidos al índice reológico "n". Los fluidos con $n < 1$ son mencionados como de esfuerzo cortante suave o pseudoplásticos y son llamados Ley de Potencias. Los fluidos con $n > 1$ son referidos como de esfuerzo cortante espeso o dilatantes y son llamados Plásticos de Bingham. Los fluidos con $n = 1$ son llamados Newtonianos. La figura V-3 nos muestra el perfil de velocidad de los diferentes tipos de fluido en régimen laminar. La selección adecuada de las propiedades, tales como alto punto de cedencia YP para lodos de Bingham o valores bajos de "n" para lodos de Ley de Potencia, puede resultar en una amplia zona de velocidad constante.

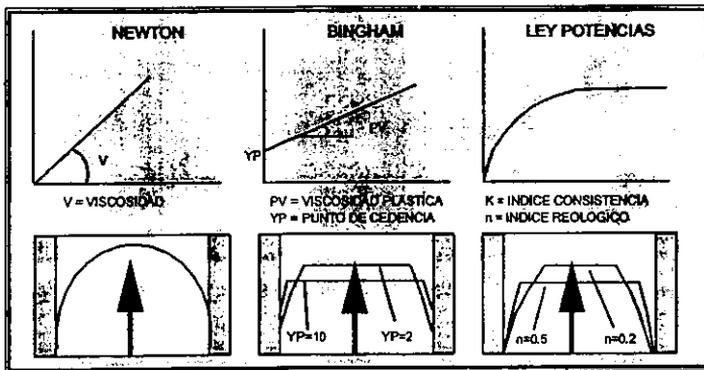


Figura V-3. Modelos del perfil de velocidad

5.2.3 Excentricidad de la sarta de trabajo

Durante las operaciones de perforación y por rotación de la sarta, ésta no permanece centrada en el pozo. En la perforación convencional, en donde la relación del diámetro exterior de la sarta al diámetro interior del agujero es menor a 0.75, la excentricidad de la sarta de perforación distorsiona el perfil de la velocidad y tiene un pequeño efecto sobre la pérdida de presión en el espacio anular, debido a la restricción de flujo. Sin embargo, en la perforación de pozos de diámetro reducido en donde la relación de diámetros es mayor a 0.75, la excentricidad de la sarta afecta significativamente al perfil de velocidad y a la pérdida de presión anular. La figura V-4 nos muestra el efecto relativo de la tubería excéntrica sobre el perfil de velocidad.

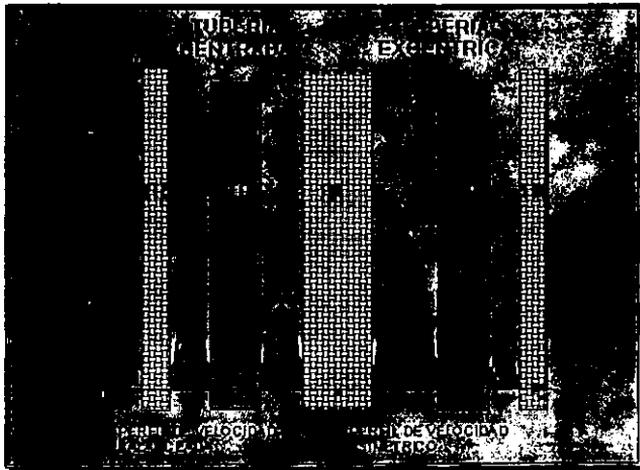


Figura V-4. Perfil de velocidad asimétrica debido a la excentricidad de la tubería

5.3 PÉRDIDA DE PRESIÓN ANULAR ^(1,5)

Es muy importante minimizar la pérdida de presión por circulación total para reducir el consumo de potencia, así como, la pérdida de circulación anular, con el fin de mantener la presión anular por abajo de la presión de fractura de formación.

La pérdida de presión anular depende de la reología del lodo, dimensiones anulares y régimen de flujo. Todos los factores son interrelacionados y cualquier cambio en uno puede afectar a los otros. Existen diferentes modelos para obtener las caídas de presión por fricción:

1. Modelo de Bingham
2. Modelo de ley de potencias
3. Modelo de ley de potencias con punto de cedencia}

5.3.1 Modelo de Bingham

En este modelo para determinar la pérdida de presión en el espacio anular está basada en el régimen de flujo, el cual es determinado por la comparación de la velocidad de flujo anular y la velocidad crítica.

La velocidad crítica es igual a:

$$V_C = \frac{64.57 \mu_p + 64.57 \sqrt{(\mu_p)^2 + 9.9 \rho_L (\theta_a^2 - \theta_{ext.1}^2)} \tau_y}{\rho_L (\theta_a - \theta_{ext.1})}$$

Si $V < V_c$ el flujo es laminar, y la pérdida de presión se calcula con:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\tau_y}{282(\theta_a - \theta_{ext,i})} + \frac{\mu_p(V)}{90,000(\theta_a - \theta_{ext,i})^2}$$

Si $V > V_c$ el flujo es turbulento, y la pérdida de presión se calcula con:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{f \rho_L V^2}{93,000(\theta_a - \theta_{ext,i})}$$

$$f = \frac{.079}{NRE^{.25}}$$

$$NRE = 15.49 \left[\frac{(\theta_a - \theta_{ext,i}) V \rho_L}{\mu_p} \right]$$

Recientes trabajos han sido realizados para determinar la pérdida de presión por circulación en agujeros reducidos en donde la influencia del "efecto de Couette" y la excentricidad son considerados.

$$DP = \rho(fL \theta_{anular}) \left(\frac{V^2}{2} \right) \Delta L \Psi$$

5.3.2 Rotación de la sarta ⁽¹⁾

La mayoría de los modelos hidráulicos están basados en diámetros de agujero convencional y no consideran el efecto de rotación de la sarta con claros anulares pequeños. La rotación de la sarta tiene un efecto sobre el perfil de velocidad cuando el claro anular es reducido. Este efecto es, generalmente ignorado en la perforación convencional, pero puede ser significativo en la perforación de diámetro reducido. En claros anulares pequeños, la rotación de la sarta afecta la trayectoria del lodo y los recortes. Por un efecto viscoso llamado efecto de "Couette", la rotación de la sarta obliga al lodo a estar en rotación. Debido a este efecto, la trayectoria resultante del lodo y los recortes perforados son helicoidales. Este efecto de resorte causa en el perfil de velocidad un incremento en la longitud efectiva durante la trayectoria del lodo de retorno, así como el viaje de los recortes. Esto causa dos problemas potenciales: 1) la longitud de retorno en la trayectoria del lodo incrementa la caída de presión anular y 2) La fuerza de transporte de los recortes se reduce debido a que el fluido de perforación se mueve directamente contrario al efecto de la gravedad.

El desarrollo del efecto de "Couette" depende de las propiedades reológicas del lodo, régimen de flujo, gasto, velocidad de rotación de la sarta, diámetro de la sarta y claro anular. Si el régimen de flujo anular es turbulento, la rotación de la sarta no afecta al área total anular y el efecto de "Couette" es pequeño. Más aún, en lodos viscosos es más probable que se presente flujo laminar y es más importante el efecto de "Couette". La determinación del límite entre el flujo laminar y el flujo turbulento es dificultoso debido a que el flujo axial y tangencial no son independientes.

5.3.3 Excentricidad de la tubería

La excentricidad de la tubería también afecta la caída de presión anular en operaciones de perforación convencional, la magnitud del efecto es insignificante, sin embargo, con pozos de diámetro reducido el efecto puede ser substancial.

5.4 DENSIDAD DE CIRCULACIÓN EQUIVALENTE ^(2,5)

Cuando el lodo está estático en el pozo, éste ejerce una presión hidrostática en el pozo, y es igual a:

$$P=0.052 d \rho_L$$

En un pozo de 10,000 pies, la presión del fluido se incrementa desde cero en la superficie hasta 5200 lb/pg² en el fondo del pozo. Similarmente, un lodo de 12 lb/gal ejerce una presión de 6240 lb/pg² en el fondo del pozo. La presión del fluido en el fondo del pozo se aumenta cuando el pozo es circulado, esto es debido al abatimiento de presión en el espacio anular (ΔP_a). En el ejemplo de la figura V-5, la circulación del fluido produce una caída de presión en el anular de 1040 lb/pg², incrementándose la presión en el fondo del pozo hasta 6240 lb/pg².

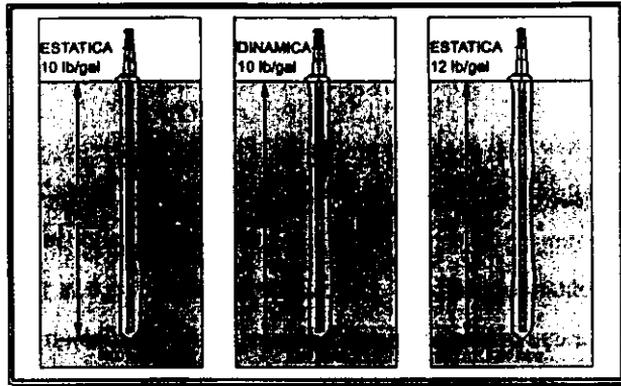


Figura V-5. Presión dinámica y estática del pozo.

Los 6240 lb/pg^2 de presión en el fondo del pozo cuando se circula un lodo de 10 lb/gal es idéntico a los 6240 lb/pg^2 ejercida por una columna estática de un lodo de 12 lb/gal , por lo que la DEC en este caso es de 12 lb/gal , incluso aunque el peso del lodo actual sea de 10 lb/gal .

En base a lo anterior a lo anterior podemos definir a la DEC como aquella densidad que expresa la presión total existente en un punto cuando el lodo esta circulando. Por ejemplo, la presión total en la cima del lastrabarrenas es igual a la suma de la presión hidrostática en la cima del lastrabarrenas más las caídas de presión por fricción desde la cima del lastrabarrenas hasta la superficie. Si esa presión total en la cima del lastrabarrena la expresamos en unidades de densidad , se obtiene DEC.

El concepto de la DEC es importante porque es un fácil camino para determinar el peso de lodo necesario para mantener estable el pozo, previniendo una manifestación o un reventón, y para prevenir el fracturamiento hidráulico y la pérdida de circulación. La densidad de circulación equivalente puede ser calculado como sigue:

$$DEC = \rho_L + \frac{\Delta Pa}{0.052d}$$

Generalmente, el peso del lodo en el pozo puede ejercer la suficiente presión hidrostática para controlar la presión de poro y el esfuerzo de la roca sin que exceda la resistencia a la fractura de la roca. Cuando el lodo es circulado, la presión anular se incrementa, incrementándose la DEC y si excede la resistencia a la fractura de la roca, la roca podría fracturarse hidráulicamente y la pérdida de circulación ocurrirá.

En operaciones de perforación convencional, del 70 al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta dentro de la sarta de perforación y a través de la barrena, así que cualquier cambio en el ritmo de bombeo de flujo produce pequeños cambios en la DEC. Sin embargo, en operaciones de perforación de diámetro reducido, en donde el 70 al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta en el anular, pequeños cambios en el ritmo de flujo, pueden causar mayores cambios en el DEC, dejando problemas serios en el pozo. Por ejemplo, en un pozo de 10,000 pies con un lodo de 12.4 lb/gal y una pérdida de presión anular de 350 lb/pg² y 1500 lb/pg², respectivamente para pozos convencionales y de diámetro reducido, la DEC a una profundidad de 10,000 pies es:

$$DEC = 12.4 + \frac{350}{0.052 * 10000} = 13.1(\text{lb} / \text{gal})$$

$$DEC = 12.4 + \frac{1500}{0.052 * 10000} = 15.3(\text{lb} / \text{gal})$$

Esto nos muestra que la circulación en un pozo convencional incrementa la DEC de 12.4 a 13.1 lb/gal, mientras que en pozos de diámetro reducido se incrementa de 12.4 a 15.3 lb/gal. Esta alta DEC en pozos de diámetro reducido posiblemente podría fracturar la formación y causar problemas por pérdida de circulación. Con grandes cambios en la DEC, se presentan problemas con los sistemas de muestreo continuo debido al pequeño anular. En la tabla V-1 se puede ver como la pérdida de presión anular se incrementó de 106 hasta 1176 lb/pg² cuando el ritmo de flujo fue incrementado de 11 hasta 40 gal/min. Esto causó un incremento en la DEC de 7.8 hasta 10.7 lb/gal, este gran cambio puede crear mayores problemas con la estabilidad del pozo, control del pozo y pérdida de circulación en agujeros muestrados continuamente.

Tabla V-1
Pérdida de presión anular

Gasto (gal/min)	DEC (lb/gal)	Presión de bombeo (lb/pg ²)	Presión anular (lb/pg ²)
11	7.8	121	106
13	7.9	184	145
16	8.1	241	214
19	8.3	331	294
23	8.7	471	420
27	9.1	634	566
31	9.5	820	732
35.5	10.1	1055	947
40	10.7	1323	1176

5.5 REMOCIÓN DE RECORTES

La función primaria del fluido de perforación es remover efectivamente los recortes perforados del pozo hasta la superficie, esto es conocido como la capacidad de acarreo de los recortes. Debido a que los recortes generalmente son más densos (pesados) que el lodo, éstos caen hacia el fondo del pozo a través del lodo

5.5.1 Velocidad de asentamiento ^(1,9)

La velocidad de asentamiento de una partícula, se presenta cuando esta alcanza una velocidad constante en el seno del fluido. Esta velocidad depende de la densidad y viscosidad del fluido, densidad, forma y tamaño de la partícula. Esta velocidad de asentamiento nos indica la velocidad mínima del fluido en el espacio anular para que las partículas no se depositen en el fondo del pozo.

La velocidad ascendente neta de las partículas es, por lo tanto, la diferencia entre la velocidad ascendente del fluido y la velocidad descendente de asentamiento de los trozos recortados.

La capacidad de acarreo de las partículas depende:

1. Velocidad anular
2. Propiedades reológicas del fluido
3. Velocidad de asentamiento de la partícula
4. Tamaño de la partícula
5. Densidad del lodo

Existen diferentes correlaciones para determinar la capacidad de acarreo de la partícula:

1. Correlación de Moore
2. Correlación de Chien

5.5.2 Correlación de Chien ^(1,5)

$$NREp = \frac{928 \rho_L V_s \theta_p}{\mu_a}$$

Si $NREp \geq 100$

$$CD = 1.72$$

$$V_s = 1.44 \left[\theta_p \left(\frac{\rho_p - \rho_L}{\rho_L} \right) \right]^{1/2}$$

Si $NREp < 100$

$$V_s = 0.0075 \left(\frac{\mu_a}{\rho_L \theta_p} \right) \left[\frac{36800 \rho_p \left[\frac{\rho_p - \rho_L}{\rho_L} \right]}{\left(\frac{\mu_a}{\rho_L Dp} \right)^2} + 1 - 1 \right]$$

Para suspensiones de bentonita y agua, Chien recomienda usar la viscosidad plástica como aparente. Para fluidos de perforación con polímeros, la viscosidad aparente puede ser calculada por:

$$\mu_a = \mu_p + 5 \left(\frac{\mu_p \theta_p}{V} \right)$$

5.6 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Es bien sabido que desde que se inició la perforación rotatoria, se comenzó la búsqueda de componentes químicos y otros materiales para la preparación de los fluidos de control, que ayudarán a resolver los problemas inherentes a la perforación, terminación y reparación de pozos.

Los fluidos aplicados a la perforación de pozos de diámetros reducidos, prácticamente son los mismos a los usados en la perforación de pozos convencionales. Entre los más recomendables son los poliméricos y las salmueras libres de sólidos, aunque también se usan lodos base aceite cuando se está perforando con sistema rotatorio sin motor de fondo, cuando se utiliza motor de fondo los fluidos base aceite no son recomendables debido a que dañan los elementos de sello (elastómeros) de los aparejos de fondo (motor y MWD).

Los fluidos de perforación deben cumplir con ciertas funciones tales como:

- Mantener la estabilidad del agujero.
- Mantener el control del pozo.
- Levantar los recortes del fondo a la superficie.
- Suministrar potencia a los motores de fondo y a la barrena.
- Evitar el daño a la formación.
- Mantener compatibilidad con los fluidos y la roca de la formación.
- Proporcionar buena resolución en cuanto a respuesta de los registros geofísicos, así como de los pulsos de los instrumentos de medición continua (MWD).
- Enfriar y lubricar la barrena.
- Minimizar los problemas de cementación

Para satisfacer todas estas funciones, los fluidos deben poseer propiedades físico-químicas que ayuden a mantener en equilibrio al fluido al estar sometidos a grandes presiones y temperaturas, así como al encontrarse en condiciones estáticas o dinámicas.

Algunas propiedades fundamentales que deben conservar los fluidos de perforación durante las operaciones son:

- a) Densidad
- b) Viscosidad
- c) Tixotropía
- d) Contenido de sólidos
- e) Salinidad
- f) PH
- g) Poder de filtración
- h) Estabilidad térmica

Estas propiedades pueden ser seriamente afectadas cuando no se hace una buena selección del fluido, la cual esta en función de las características de las formaciones que serán atravesadas durante la perforación, así como de las condiciones de operación.

En la perforación de pozos de diámetros reducidos los fluidos se someten a diferentes condiciones de operación con respecto a los pozos convencionales, por ejemplo; las condiciones de presión y bombeo son diferentes debido a la limitación del espacio por

donde circulan los fluidos. Esta restricción que existe entre las paredes del agujero y la sarta de perforación, obliga al empleo de fluidos menos viscosos, con el fin de que puedan fluir minimizando los problemas de caídas de presión sin llegar a sacrificar la buena limpieza del fondo del agujero.

Uno de los problemas más frecuentes que pueden presentarse al perforar pozos de diámetros reducidos es la pérdida de circulación, la cual es provocada por el incremento en el gasto de bombeo, sobre todo si se está trabajando con fluidos viscosos o pesados y con alto contenido de sólidos en combinación con la rotación de la tubería.

En zonas con presencia de fracturas, cavernas o formaciones débiles es recomendable atravesar estos estratos con las técnicas de: bajo balance, uso de fluidos aireados, espumas o aire, con la finalidad de no arriesgar la seguridad y control del pozo.

Otro aspecto importante que debe ser tomado en cuenta en el diseño y selección del fluido de perforación, es la presencia de lutitas o formaciones con alto contenido de arcillas hidrofílicas, ya que éstas son muy sensibles a la hidratación y sufren hinchamiento con facilidad al contacto con el agua (o fluidos base agua), los cuales pueden traer como consecuencia el cierre en el pequeño espacio anular del agujero. Este fenómeno, es crítico al perforar pozos de diámetros reducidos, debido a que pueden quedar atrapadas las sargas de trabajo, si esto ocurre, se puede llegar hasta el abandono del pozo (fracaso de la perforación), ya que las operaciones de pesca bajo estas condiciones son sumamente difíciles de realizar, esto se debe a la limitación en las condiciones de operación de las herramientas de pesca.

Al perforar con motores de fondo y sistemas de medición continua (MWD), los fluidos con alto contenido de sólidos son indeseables porque pueden causar un deterioro prematuro a los elementos de sello de estos equipos, por lo tanto, se recomienda usar otros tipos de fluidos tales como los poliméricos, aun cuando suelen ser más caros con respecto a los fluidos comunes; se puede tener un ahorro sustancial si se decide emplear un polímero en lugar de estar realizando viajes para cambios de aparejos de fondo (motor y MWD), los cuales pueden dañarse hasta quedar sin reparación, es que signifique una mayor inversión en equipos y la falta de éstos, asimismo se puede perder el control en la dirección del pozo, cuyo resultado final, sería el no llegar al objetivo planeado de la perforación.

También, para perforar pozos de diámetros reducidos, es conveniente el uso de un fluido que cumpla eficazmente las funciones primordiales y que sea económicamente propio para la optimización de la perforación. Como ejemplo del avance que se ha obtenido en el estudio y aplicación de fluidos especiales en la perforación de pozos de diámetros reducidos, se tiene el **fluido catiónico**.

5.6.1 Aspectos para el diseño del fluido catiónico ⁽¹¹⁾

La toma de núcleos durante la perforación de pozos de diámetro reducido está ganando popularidad como una técnica de exploración debido a su potencial para obtener información, reducir los costos y minimizar el impacto ambiental. Se han desarrollado sistemas de obtención de núcleos para la perforación de pozos de diámetro reducido, empleando tecnología de la industria minera, se observó que por las diferencias en el tamaño del espacio anular y la velocidad de rotación entre un sistema de núcleo

convencional y uno para la perforación de pozos de diámetro reducido, es necesario un fluido libre de sólidos y contar con la capacidad de inhibir las arcillas, para ello se ha diseñado un fluido base agua (salmuera) de baja densidad.

5.6.1.1 Alta viscosidad

El empleo de fluidos de perforación con alta viscosidad genera mayores caídas de presión en el interior de la sarta y en el espacio anular provocando un aumento en la DEC, la cual puede ocasionar pérdidas de circulación.

5.6.1.2 Inhibición

En los pozos con espacio anular pequeño, las paredes actúan como soporte para estabilizar la tubería cuando es rotada a altas velocidades. Si el agujero se agranda, esta estabilidad se pierde y la tubería puede resonar en el agujero provocando torque que se genera por la fricción en la tubería de perforación, por lo tanto, se requiere de un fluido que inhiba la formación evitando el lavado y abocardamiento del pozo.

5.6.1.3 Control de filtrado

Un enjarre, es creado cuando la presión hidrostática del fluido es mayor que la presión de formación, permitiendo el filtrado de fluidos hacia la formación y depositación de sólidos en la pared del pozo. Por lo anterior, un enjarre de ser:

1. Compresible para minimizar el incremento de las pérdidas por filtrado cuando la presión hidrostática es alta.
2. Delgado para minimizar el riesgo de pegadura diferencial

5.6.1.4 Perdido de circulación ^(1,12)

La pérdida de circulación, es la pérdida parcial ó total del fluido de perforación hacia una formación permeable cuando se tiene una presión diferencial a favor del pozo.

La pérdida de circulación ocurre en diferentes tipos de formación: formaciones con fracturas naturales, con alta permeabilidad, cavernosas y poco consolidadas. En la tabla V-2, se observa los diferentes tipos de pérdida de circulación.

TABLA V-2
Tipos de filtrado

Tipo	Ritmo
Filtrado	1-10 bl/hr
Parcial	10-50 bl/hr
Severa	> 50 bl/hr
Total	No retorna a la superficie

Para controlar las pérdidas por circulación, se usan ciertos material tales como:

1. Granular (cascara de nuez, sal ,caliza, etc,)
2. Fibroso (fibras de paja, madera, etc,)
3. Laminar (mica)
4. Líquido (polímeros)

Estos materiales tienden a causar una obstrucción pequeño en el espacio anular, así como de las áreas pequeñas de flujo de la barrena, motor de fondo y del MWD, para lo cual, se recomienda el uso del sustituto de circulación.

5.6.1.5 Solmueros

El cloruro de potasio (KCl) y el cloruro de calcio (CaCl_2) son sales comúnmente empleadas en el campo como inhibidores de lutitas y para control de la densidad.. El CaCl_2 estabiliza a la lutita por el control de la actividad del agua y el KCl por el intercambio iónico dentro de las capas de arcilla ayudando a mantener a la lutita estable.

5.6.2 Elaboración del fluido de perforación salmuero polimero catiónico (CBF) ⁽¹¹⁾

Una vez que se ha encontrado la combinación deseada de KCl y el polimero catiónico, el siguiente paso es determinar la elaboración de un fluido de perforación útil en el campo.

La mayoría de los viscosificantes y aditivos comunes para el control de la pérdida de fluido (bentonita, goma xanthana, CMC, poliacrilatos, etc) son incompatibles con el sistema catiónico. Esta incompatibilidad se debe a la carga negativa de estos aditivos, los cuales reaccionan con el polímero catiónico (cargado positivamente), ocasionando la precipitación de ambos.

Un viscosificante no iónico comúnmente disponible es el hidroxietil celulosa (HEC), después de diversas pruebas se encontró que es compatible y puede emplearse para controlar la reología del sistema catiónico.

El almidón pregelatinizado es no iónico y se emplea como agente de control de pérdidas de circulación. Los resultados del empleo de este agente en el sistema iónico son satisfactorios.

Basado en los resultados citados anteriormente, se elaboraron los fluidos de perforación con polímeros catiónicos en una base de salmuera (CBF). Las propiedades y composición de este fluido se muestran en la tabla V-3.

Tabla V-3
Formulas y propiedades de los fluidos de perforación CBF

	CBF	CBF Viscosificado	CBF Densificado
Polímero catiónico A, lmb/bbl	1.5	1.5	1.5
Almidón pregelatinizado, lmb/bbl	2	2	2
Hidroxietil celulosa, lmb/bbl	0	1	1
KCl, lmb/bbl	38.1	38.1	22.1
CaCl ₂ , lmb/bbl	0	0	107
Vp, cp	1	10	11
PC, lb/100 pies ²	1	5	6
Gel a 10 seg, lb/100 pies ²	0	1	1
Gel a 10 min., lb/100 pies ²	0	1	1
Pérdida de fluido API, ml	13	12	10
Densidad, lbm/gal	8.9	8.9	10.5

5.6.2.1 Densidad del fluido de perforación CBI ⁽¹²⁾

Experimentos indican que la densidad del fluido de perforación con polímeros catiónicos se incrementa con el empleo de cloruro de calcio. Para densidades bajas, se emplean mezclas de cloruro de calcio y cloruro de potasio. Para altas densidades, se emplea cloruro de calcio, bromuro de calcio, bromuro de zinc.

Una guía para el mantenimiento de este fluido se muestra en la tabla V-4. Esta guía permite que todas las propiedades del fluido se mantengan dentro de sus valores adecuados a partir de simples pruebas de campo. Ya que el hidroxietil celulosa, almidón, polímero catiónico y el cloruro de potasio trabajan independientemente, cada aditivo puede adicionarse para ajustarse a su valor deseado.

Tabla V-4
Guía de mantenimiento para el sistema CBF

Propiedad del fluido	Medido por	Rango deseado	Controlado por
Reología	Viscosímetro FANN	Como sea necesario	HEC
Pérdida del fluido	Procedimiento API	3-15 ml	Almidón pregelatinizado
Concentración de polímero catiónico	Prueba Amoco Bead	1-2 bl/bbl	Polímero catiónico
Concentración de Cloruro de potasio	Ión electrodo Selectivo	9-11% (51,000-63,000 mg/lit)	KCl

En general, el criterio de selección para el fluido de perforación, además de la litología, hidráulica, temperatura y las consideraciones de presión, incluyen: el tipo de pozo, perfil del pozo, programa del tamaño de TR y agujero, profundidad del pozo, restricciones ambientales y logísticas. Otro aspecto importante es que el fluido de

perforación es y ha sido desarrollado con las características específicas y propiedades reológicas requeridas para la mayoría de las operaciones perforación, estas consideraciones deben de estar regidas bajo los aspectos económicos.

La selección de las propiedades físicas y reológicas del fluido de perforación es esencial y debe estar direccionada a los siguientes problemas del pozo:

- a) Erosión del agujero
- b) Estabilidad del agujero
- c) Cementación
- d) Transporte de recortes
- e) Pegaduras diferenciales
- f) Ritmo de perforación
- g) Control de la filtración
- h) Daño en la formación
- i) Lubricidad
- j) Control de presión
- k) Pérdida de presión
- l) Retención de sólidos

5.7 CONTROL DE BROTES

Un brote es el flujo indeseable de fluidos de la formación hacia el pozo. Un reventón es el flujo indeseable de fluidos, desde la formación hasta la superficie. Un brote se puede originar debido a diferentes motivos, tales como: al sacar la tubería, pérdida de circulación, mezcla de fluidos de la formación con el lodo de la formación, zonas con presiones anormales.

Existen diferentes métodos para el control de brotes:

1. Dinámico
2. Ingeniero (densifica y espera)
3. Operador

Aquí solo se hará referencia al método Dinámico, para mayor información sobre el método del ingeniero y perforar ver referencia (5).

Los investigadores Walker y Millheim realizaron un Sistema de Perforación Estratigráfico Avanzado de Alta Velocidad (SHADS), el cual usa un equipo minero para la exploración de pozos petroleros. El equipo puede sacar núcleos de 6" hasta 3" y más pequeños.

Para estudiar los problemas de control para pozos de diámetro reducido, un pozo fue perforado e instrumentado, el cual fue llamado SHADS No. 7. En la figura V-6 se muestra la sección transversal del pozo, el cual es revestido con una TR de 5 pg. y una sarta de perforación de 3 3/4 pg. Ocho líneas de transmisión de presión de 1/4 pg. son conectadas exteriormente a la TR a varias profundidades. Dos líneas de 1 pg que también son conectadas exteriormente y comunican con el agujero revestido cerca el

fondo, estas dos líneas permiten la inyección del nitrógeno al interior del fondo del pozo para la simulación del brote.

Las técnicas de detección y los métodos de control fueron evaluados en este pozo, así como las caídas de presión en el sistema.

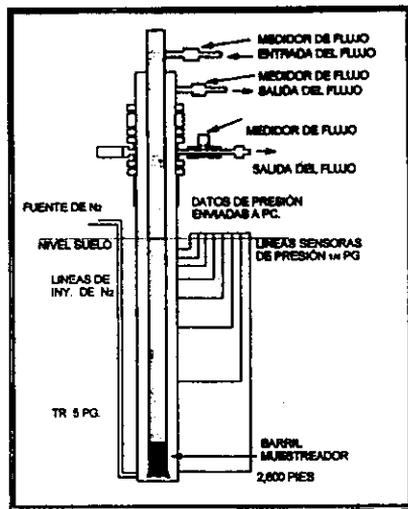


Figura V-6. Pozo de diámetro reducido a escala

5.7.1 Pérdida de presión en sistema ^(3,10)

Hay que entender que la pérdida de presión en el sistema es la clave para el control del pozo de diámetro reducido, la experiencia en el campo muestran que la distribución de la pérdida de presión en un pozo de diámetro reducido es lo contrario al de un pozo convencional. Más del 90% de la presión de bombeo se pierde por fricción en el

espacio anular en pozos de diámetro reducido contra el 90% en el interior de la sarta y en la barrena para un pozo convencional (tabla V-5).

Tabla V-5
Porcentaje en las pérdidas de presión por fricción.

	Pozo convencional (%)	Pozo de diámetro reducido (%)
Espacio Anular	10	90
Interior de TP	90	10

Los resultados del pozo SHADS No. 7 indicaron que la excentricidad y la rotación de la sarta de perforación afecta directamente en la pérdida de presión debido al espacio anular pequeño, estos resultados mostraron un incremento significativo en la caída de presión anular. La relación de la caída de presión anular cuando la sarta es rotada y cuando no es rotada es de 1.1 a 1.6 veces. Por ejemplo, en un pozo de 8000 pies se tiene una pérdida de presión anular de 485 lb/pg² o una DEC de 9.4 lb/gal con un lodo en circulación de 8.5 lb/gal con un gasto de 50 gal/min sin que exista rotación de la sarta. Durante la rotación de la sarta a 600 rpm, se genera una pérdida de presión anular adicional de 580 lb/pg². El abatimiento de presión anular total es de 1065 lb/pg² o 11.1 lb/gal equivalente.

Debido a que la pérdida de presión anular es significativa en los pozos de diámetro reducido, el control *dinámico* llega a ser un método efectivo para controlar el pozo. El método dinámico controla la presión de formación usando las pérdidas de presión por fricción en el anular durante la circulación. La DCE durante la circulación para 50 gal/min a 8000 pies es de 9.6 lb/gal, una DCE de 12.1 lb/gal es alcanzada en el fondo del pozo por el incremento en el ritmo de circulación hasta 100 gal/min, y cuando es

rotada la sarta resultado la DEC se incrementa hasta 16.1 lb/gal. Generalmente, debido a que cualquier cambio en el ritmo de flujo, velocidad de rotación o las propiedades del lodo es posible controlar una formación bajo balance.

5.1.2 Prácticas de control ^(9,10)

La pregunta que hay que hacerse para controlar el pozo durante la perforación de pozos de diámetro reducido es, cómo detectar un brote cuando éste es todavía suficientemente pequeño y controlable, de modo que las presiones en la zapata de la TR no fracture el pozo al realizar la operación.

Los equipos de diámetro reducido no solamente dependen del volumen ganado en las presas del lodo, para la detección de un brote durante la perforación, debido a la poca sensibilidad del pozo por el pequeño volumen anular, el sistema de detección de brotes para pozos de diámetro reducido debe ser capaz de detectar brotes tan pequeños como de un barril.

Los medidores de flujo electromagnéticos fueron usados en el pozo SHADS No. 7, instalándose en las líneas de entrada con la succión de la bomba del lodo y en las líneas de flujo del pozo. Este tipo de medidores son superiores a los sistemas totalizadores de volumen en las presas para detectar un brote. No solamente los medidores de flujo son más exactos, sino que también dan una respuesta inmediata durante las afluencias de los fluidos en el fondo del pozo. Sin embargo, la respuesta de las lecturas medidas no es aparente, por lo que el procedimiento para visualizar la aportación del fluido al pozo es superponer las lecturas del flujo de entrada y salida a tiempo real, esto nos señala inmediatamente la afluencia del fluido invasor (figura V-7).

La DEC puede causar pérdidas de circulación en áreas con formaciones débiles o poco presionadas. Además estas pérdidas son usadas para implementar el método de control dinámico.

El método de control dinámico tiene ventajas sobre el método del perforador o el de “espera y densifica”, debido a que es más rápido su uso y las presiones en la zapata son minimizadas. Para implementar el control dinámico, el ritmo de circulación es incrementado hasta un ritmo predeterminado. Si el brote se presenta durante la perforación, el ritmo deberá ser el máximo. El máximo ritmo dependerá de los límites de presión en la superficie, la capacidad de bombeo, las presiones de fractura o de la presión de formación anticipada. Si el brote se presenta cuando la rotaria o las bombas trabajan lentamente, se reinstalan las condiciones originales que se tenían antes del brote dentro de un margen de seguridad así será controlada la afluencia. Si el brote se presenta durante el viaje de la tubería, el ritmo de flujo depende de la longitud de la sarta de trabajo, si se tiene una pequeña longitud de la sarta de trabajo en el pozo, éste deberá cerrarse y trabajar con las prácticas de control para matar el pozo.

La presión en cualquier profundidad en el pozo durante el método dinámico, es la presión hidrostática más las caídas de presión por fricción en esa profundidad hasta la superficie.

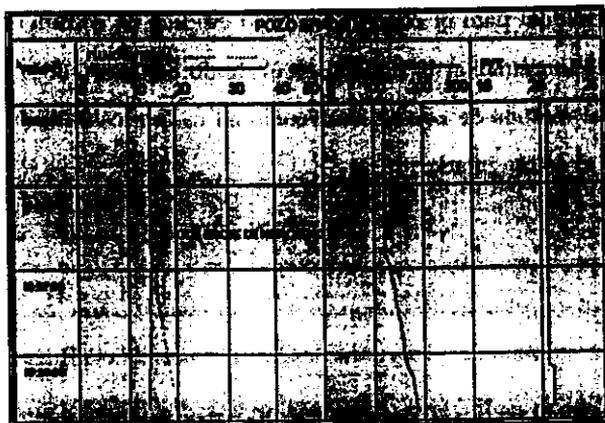


Figura V-7. Detección de un brote con volumen de un barril o menor

Al aplicar el control dinámico, la primera acción es incrementar la presión mediante el aumento del ritmo de circulación, esto minimiza el volumen de la afluencia. La tubería de perforación puede ser levantada y como acción secundaria cerrar el preventor y dirigir el flujo a la línea de estrangulación.

Con la barrena muy cerca del fondo del pozo y la presión de bombeo estabilizada, las presiones son registradas mientras el ritmo de flujo aumenta lentamente. Las pérdidas de presión en la sarta y en la superficie son calculadas para cada ritmo, posteriormente se calcula la pérdida de presión anular restando la pérdida de presión en la sarta a la de la presión de bombeo registrada. La densidad equivalente de circulación se grafica contra el ritmo de flujo para ilustrar la presión de la formación equivalente. De requerirse un incremento en la densidad equivalente de circulación sobre la base de una presión de la formación conocida, la densidad o condiciones reológicas del lodo son incrementadas para suministrar la pérdida de presión adicional.

El método convencional para el control del pozo emplea un estrangulador de presión superficial, afin de incrementar la presión en el fondo del pozo, la presión a cualquier profundidad con el método de control convencional es la presión hidrostática del lodo más la presión en el estrangulador.

5.7.5 Planeación del pozo.

La planeación del pozo es la clave para estar preparados en situaciones de descontrol del pozo, por lo que una verdadera implementación en el diseño del pozo debe estar acompañada por el establecimiento de procedimientos, equipo adecuado, selección del servicio de monitoreo y asignación de responsabilidades las cuales son transferidas al personal de oficina y campo mediante el entrenamiento y manejo de software.

Una aproximación real de las propiedades y las presiones de la formación obtenidas, conducen a efectuar el diseño inicial de la TR, la configuración del agujero y el programa de lodos. La anticipación de las características de la formación y el diseño de pozo son parámetros necesarios para desarrollar situaciones durante el control del pozo, y así con esto realizar la planeación en el lugar específico. La esencia de este concepto, son las bases para estructurar la técnica de planeación para el control del pozo (figura V-8), el cual proporciona una descripción práctica del equipo, procedimiento y responsabilidades en conjunto con el contratista antes de iniciar la perforación.

Esta técnica sigue una secuencia general, la cual principia con la recolección de la información del pozo, propiedades del yacimiento y geológicas, para formar una

imagen clara de las presiones insitu y la capacidad de flujo de los fluidos de las formaciones a ser perforadas. Los resultados de este análisis son usados para planear el control del pozo, los cuales incluyen: gráficas de presión de pozo y fractura, identificación de las zonas productoras y pérdida de circulación.

Con esta información y con la configuración del agujero a la profundidad de interés, se establecen los parámetros como una primera aproximación al diseño del pozo.

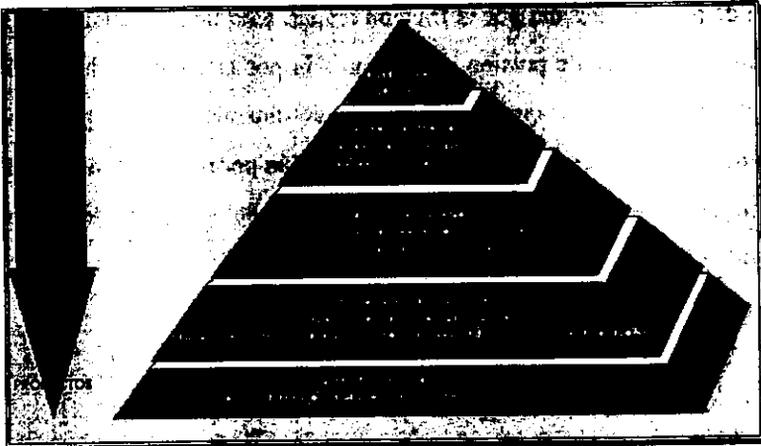


Figura V-8. planeación para el control del pozo

5.7.3.1 Diseño del Pozo

La selección de la profundidad donde se asentará la TR depende de la severidad de un brote teórico de gas y que éste puede ser cerrado y circulado exitosamente hasta la superficie sin que exista pérdida de circulación en la zapata de la TR o en formaciones débiles susceptibles a pérdidas de fluidos. La severidad de un brote o la tolerancia de un brote depende de la presión de formación, volumen y presión hidrostática del pozo

y densidad del fluido de afluencia. La selección de asentamiento de la TR se basa sobre la tolerancia de un brote planeado.

5.7.3.2 Método de control del pozo ^(10,11)

La decisión de emplear el método dinámico o el convencional, se basa en la seguridad del método en una situación crítica, como es el de una mayor afluencia. En este caso específico, es más difícil controlar el pozo con el método dinámico, ya que depende de la pérdida de presión causada por la fricción anular. Con una afluencia de gas alta, la reducción en la pérdida de presión anular causada por la columna de gas, hace más difícil o imposible controlar el pozo con el método dinámico, por lo que el método de control convencional es el recomendado. La condición por la cual el método de control es cambiado al dinámico dependerá del conocimiento del área, tipo de la formación a ser perforada y a las condiciones actuales del agujero.

5.7.3.2 Equipo de detección de brotes y preventores

Los equipos de detección de brotes y preventores son requeridos en los trabajos de perforación de pozos de diámetro reducido y convencionales. Los preventores usados son el anular y el ciego, éstos son esenciales para los métodos dinámico y convencional. El equipo de detección incluye un totalizador de volumen en las presas, un detector de gas para el sistema del lodo (cromatógrafo) y medidores de presión de bombeo, así como de medidores electromagnéticos de flujo (cuantitativos) en la succión de la bomba y en la línea de flujo con monitoreo.

NOMENCLATURA

- C_d = Coeficiente de arrastre
 d = Profundidad vertical del pozo (pies)
 DEC = Densidad de circulación equivalente (lb/gal o lb/gal)
 DP = Pérdida de presión por circulación
 f = Factor de fricción (basado en el régimen de flujo)
 n = Índice de comportamiento de flujo
 NRE = Número de reynolds
 $NREP$ = Número de reynolds de la partícula
 P = Presión del fluido (lb/pg²)
 Q = Ritmo de flujo (gpm)
 V = Velocidad anular (pie/min)
 V_c = Velocidad crítica para flujo turbulento (pie/min)
 V_s = Velocidad de deslizamiento (pie/min)
 θ_p = Diámetro de la partícula (pg)
 θ_{anular} = Diámetro hidráulico (pg)
 θ_a = Diámetro interior del agujero (pg)
 $\theta_{ext. t}$ = Diámetro exterior de la sarta (pg)
 ρ_l = Densidad del fluido (lb/gal)
 ρ_p = Densidad de la partícula (lb/gal)
 μ_p = Viscosidad plástica (cp)
 μ_a = Viscosidad del fluido aparente (cp)
 ΔL = Coeficiente "Couette" (trayectoria helicoidal del fluido)
 $\Delta P/L$ = Pérdida de presión por unidad de longitud (Lb/pg²/pie)
 ΔP_a = Caída de presión anular (lb/pg²)
 τ_y = Punto de cedencia (lb/100 pie²)
 ψ = Coeficiente "Crescent" (excentricidad de la sarta en el agujero)

BIBLIOGRAFÍA

- 1.Slim Hole Well Technology Training Manual
Chapter 7 and 9
Maurer Engineering
July, 1993

- 2.Slim Hole Dilling and Completion Barrier
Chapter 3
Maurer Engineering (Allen Shook, James Dech), Baker Oil Tools (Mark Hoopmann) and
Halliburton Energy (Paul Boonen)
May, 1995

- 3.Well Control Methods and Practices in Small Diameter Wellbores
Bode D.J. and Nickens H.V.
Journal of Petroleum Technology
November, 1991

- 4.The Application of Slim Hole Drilling Tecniques to Hig Pressure and Tempearture Exploration
Programs in the North Sea
Egil, Eide and Shell U.K.
SPE
September, 1995

- 5.Fundamentos de Control de Pozos y Optimización de la Hidráulica
León Loya
IPN

- 6.Annular Velovity for Rotary Drilling Operations
Chien S.F.
Proceedings of the Rock Mechanics Conference, Austin
1971

- 7.Optimum Annular Velocity vs. Hole Size and Mud Weight
Fullerton Hal
Petroleum Enginner
1980

“ CAPÍTULO VI “

TERMINACIONES Y REPARACIONES

La terminación de un pozo de diámetro reducido o convencional es la etapa siguiente después de perforar hasta profundidad programada y cementar la tubería de revestimiento de explotación. Además, se comunica la zona productora con el pozo. En las operaciones de terminación para pozos de diámetro reducido hay que tener mucho cuidado al efectuar estas, ya que se puede perder el pozo.

6.1 TIPOS DE TERMINACIONES PARA POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO ^(1,2)

Los diferentes tipos de terminación más usados para los pozos de diámetro reducido son:

1. Terminación sencilla
2. Terminación doble.
3. Terminación monobore.
4. Terminación sin tubería.

6.1.1 Terminación sencilla

El estado mecánico de este tipo de terminación se observa en la figura VI-1, la cual esta constituida por una TP de 2 1/5”, una empacador recuperable, niple de asiento, unidades selladoras.

Ventajas:

1. La TR de explotación no es afectada por los fluidos corrosivos, debido a que esta aislada por el empacador.
2. Cuando se quiera aumentar el gasto se puede producir por TP y por TR.

Desventajas:

1. Disminución del diámetro de la TP por la depositación de parafinas y sales.

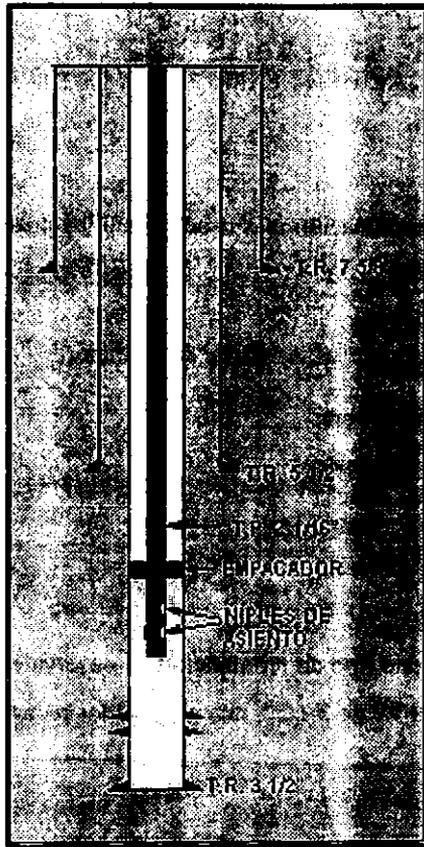


Figura VI-1. Terminación sencilla

6.1.2 Terminación doble

Este tipo de terminación como se muestra en la figura VI-2; está integrada por un empacador recuperable, una camisa deslizante, una zapata guía y una tubería de producción. Además, se caracteriza por usar una sarta de producción concéntrica dentro de la tubería de revestimiento de explotación cementada.

En la terminación doble, el yacimiento puede estar asociado con acuíferos o con casquete de gas, ya que al presentarse la producción de agua o gas no deseada se puede cambiar el intervalo productor.

Ventajas:

1. La explotación de dos zonas productoras al mismo tiempo sin importar las características de los fluidos producidos.
2. Se puede producir al mismo tiempo por la tubería de producción y por espacio anular si se desea incrementar el ritmo de producción, cuando se requiera se procede a abrir la camisa deslizante.
3. Si uno de las zonas produce fluidos indeseables (fluidos corrosivos H_2S y CO_2), está se puede taponar temporalmente con un tapón de cemento.

Desventajas:

1. Disminución de la producción debido a la obstrucción por la formación de incrustaciones de parafinas en la tubería de producción.
2. Al producir fluidos viscosos se incrementan las caídas de presión por fricción.

3. No es aplicable para yacimientos que produzcan gases amargos, ya que la presencia de amargos generará la corrosión de la tubería, la cual cementada y una reparación llevará mucho tiempo, provocando un incremento en los costos.
4. Su costo es mayor a una terminación monobore debido a que tiene un mayor número de accesorios.

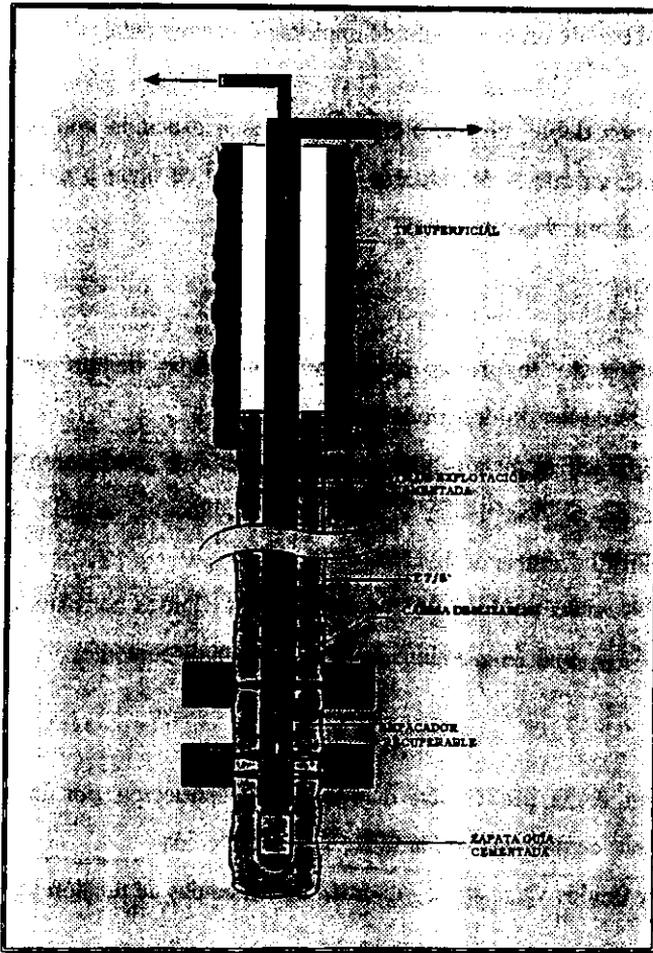


Figura VI-2. Terminación doble

6.2.3 Terminación monobore (2,5)

Esta terminación mostrada en la figura VI-3 consiste de una tubería de producción y un empacador permanente. Principalmente se caracteriza por que la tubería de producción es del mismo diámetro a lo largo de todo el pozo o del mismo tamaño que el liner de producción.

Ventajas:

1. No es costosa debido a que lleva muy pocos accesorios.
2. Menores caídas de presión debido a que no hay restricción de flujo.
3. Es más fácil de remover las parafinas de la tubería de producción debido a que no hay cambios de diámetro dentro del aparejo de producción.

Desventajas:

1. No es recomendable para yacimientos estratificados ya que las características de los fluidos producidos de cada uno de los intervalos productores puede variar debido a sus diferentes características.



Figura VI-3. Terminación monobore

6.1.4 Terminación sin tubería de producción

Este tipo de terminación como se muestra en la figura figura VI-4 la tubería de revestimiento de producción es cementada y es usada como tubería de producción. Es aplicable en pozos donde no se requiera producir por el espacio anular.

Ventajas:

1. El costo es muy bajo debido a que no lleva accesorios.

2. El tiempo de operación es bajo debido a que no hay que ensamblar accesorios a la tubería de producción.

Desventajas:

1. No se recomienda para yacimientos con producción de gases amargos ya que generará la corrosión de la tubería.

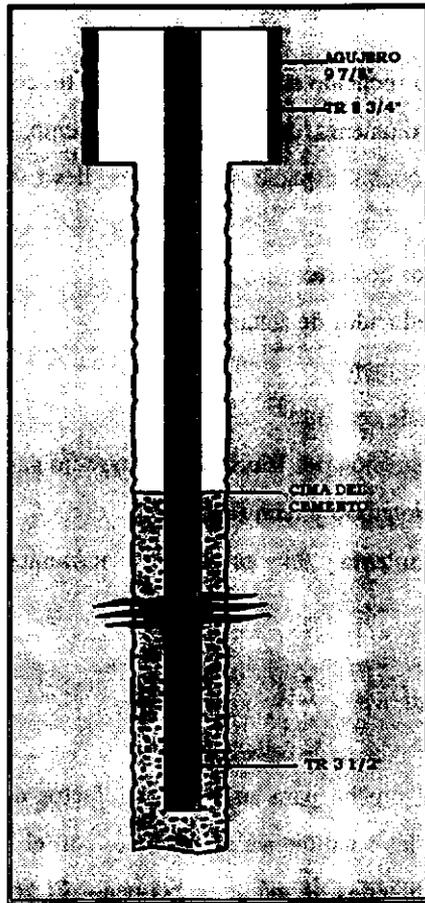


Figura VI-4. Terminación sin tubería de producción

6.2 CEMENTACIONES ^(1,2)

La mayoría de los trabajos de cementación han sido realizados en agujeros de diámetro grande y con tuberías de diámetro pequeño. Este espacio anular grande resulta en mejores trabajos de cementación con muy pocos problemas.

En los pozos de diámetro reducido no sólo se emplean tuberías de diámetro pequeño, sino también menores volúmenes de lechada de cemento, esto debido al pequeño volumen anular. El pequeño espacio anular nos lleva a problemas durante la cementación tales como:

1. altos esfuerzos de corte
2. volúmenes reducidos de cemento
3. limpieza del agujero
4. capa delgada de cemento
5. alta caída de presión por fricción en el espacio anular
6. movimiento rotatorio y reciprocante
7. pandeo de la tubería y disponibilidad de herramientas.

6.2.1 Esfuerzos de corte

Se diseñó un sistema de prueba para analizar los efectos de mezclado, tal como el sistema de circulación y las condiciones de bombeo, con el fin de medir los cambios que sufre la lechada en tuberías de diámetro pequeño. El análisis del muestreo de la lechada de cemento se realiza en tres puntos del proceso: 1) En el laboratorio antes del mezclado, 2) Después de que se ha alcanzado la densidad apropiada en la presa de

mezclado y 3) Después de que la lechada ha sido bombeada a través de la TF.

En la tabla VI-1, se muestran las mediciones realizadas para el punto de cedencia, viscosidad plástica, tiempo de espesamiento y pérdida de fluido. Del análisis se encontró que reformulando la lechada de cemento, el punto de cedencia, la viscosidad plástica y la pérdida de fluido resultan ser relativamente consistentes antes y después de bombearse a altos esfuerzos de corte. En la tabla VI-2, se puede observar que el tiempo de espesamiento resulto ser uno de los parámetros que no se pudo controlar.

Tabla VI-1
Resultados de la prueba de altos esfuerzos de corte

	Punto de cedencia (lb/100 pg ²)	Viscosidad plástica (cp)	Tiempo de espesamiento	Pérdida de fluido (cm ³)
Resultados de laboratorio.	10	36	3 :45	80
Después del mezclado	18.5	41	1 :07	156
Después de la TF	75	63	0 :36	250

De las propiedades de la lechada; el punto de cedencia, la viscosidad plástica y la pérdida de fluido son controladas por medio del uso de aditivos. Una reducción del 50 al 70% del tiempo de espesamiento se atribuyó a la fricción y al esfuerzo cortante mientras se bombeaba a través de tuberías de diámetro pequeño, esto fue independiente del volumen de la lechada inyectada.

Tabla VI-2
Prueba de altos esfuerzos de corte (ajustando la formulación)

	Punto de cedencia (lb/100 pie ²)	Viscosidad plástica	Tiempo de espesamiento	Pérdida de fluido
Resultados de laboratorio	6.4	34	11 :19	16
Después del mezclado	6.3	35	6 :54	17
Después de laTF	7.0	38	4 :28	38

6.2.2 Volúmenes reducidos de cemento

Uno de los principales beneficios de los pozos de diámetro reducido es el hecho de que menos cemento, lodo y otros materiales son necesarios, ya que los agujeros son más reducidos. En la Figura VI-5 se muestra una comparación del volumen de cemento requerido para un diámetro de 4 ¾ de pg contra un agujero convencional de 8 ½ pg. El volumen requerido para un agujero convencional es de por lo menos tres veces más que el necesario para uno de diámetro reducido. Los volúmenes pequeños de cemento son atractivos desde la perspectiva de costo, pero éstos también provocan complicaciones en los procesos, por ejemplo, una menor resistencia a la presión de formación, esto posteriormente generará canalizaciones. Par controlar esto se necesita una mayor consistencia en la lechada del cemento.



Figura VI-5. Comparación de volúmenes entre un pozo de diámetro reducido y uno convencional

Para lograr esta consistencia se utiliza un tanque mezclador, el cual mezcla el volumen de la lechada antes de realizar el trabajo, con el fin de asegurar un mezclado uniforme. En realidad, los sistemas más novedosos de mezclado incorporan una presa grande de mezclado con el propósito de asegurar que la lechada de cemento sea uniforme (figura VI-6).

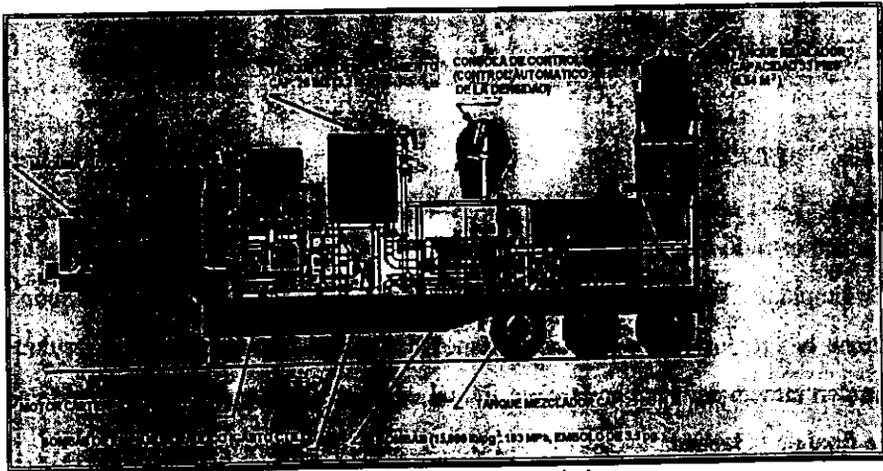


Figura VI-6. Nueva era de mezcladores

6.2.2.1 Línea de flujo

Pequeños volúmenes de cemento provocan que sea más crítico el reducir la cantidad de contaminación en la interface cemento/espaciador. Una solución a este problema es el instalar una válvula en la línea de flujo. Con ello se asegura una limpia y uniforme lechada antes de ser bombeada al fondo. La línea de flujo es empleada en cementaciones forzadas con TF, en donde la interface cemento/lodo debe mantenerse bien definida, (figura VI-7).

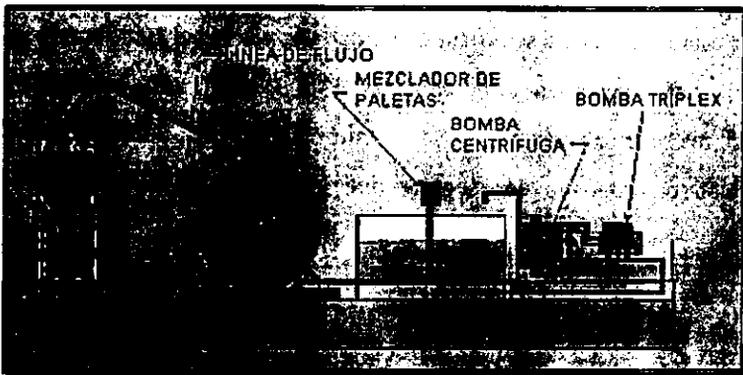


Figura VI-7. Línea de flujo

6.2.2.2 Sistema de doble tapón

Se ha demostrado que la lechada del cemento se contamina en su parte final debido al tapón limpiador. Aparentemente, la parte final del tapón levanta residuos de lodo que contiene la TR, los cuales no fueron removidos por el tapón guía. Estos residuos se acumulan inmediatamente en la parte frontal de la cola del tapón, contaminando así la parte final de la lechada.

Una solución a este problema es el correr doblemente un tapón limpiador enfrente de la lechada de cemento, lo cual asegurará que el interior de la tubería este libre de residuos de lodo, y no contaminará la última porción del cemento. Esto es especialmente crítico en pozos de diámetro reducido en donde una menor contaminación de la lechada puede conducirnos a un pobre trabajo de cementación.

6.2.3 Limpieza del agujero

El volumen pequeño en el espacio anular permite que el fluido viaje a velocidades altas generando una mejor limpieza del agujero. En la figura VI-8 se muestra que para el mismo gasto de flujo de 150 gal/min la velocidad en el espacio anular en el agujero reducido es de 260 pies/min, mientras que para un pozo convencional solo se alcanza una velocidad de 70 pies/min.

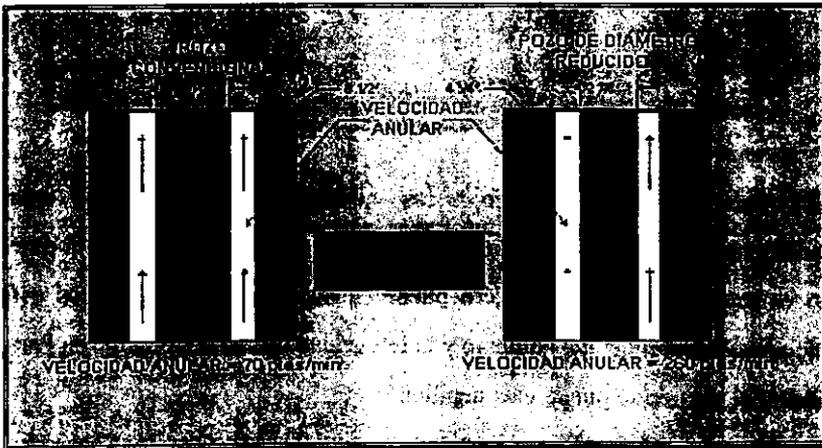


Figura VI-8. Velocidades presentes en el espacio anular

El espacio anular asociado al claro para un pozo convencional de 8 ½ pg con TR de 4 ½ pg comparado con uno de diámetro reducido de 4 ¾ pg con TR de 2 7/8 pg y considerando que la tubería se encuentra centrada, es de 0.53 pg para el pozo de diámetro reducido, mientras que para un pozo convencional se tiene de 1.47 pg. En cuanto a la presencia de enjarre, la cantidad de claro en el espacio anular es tres veces más pequeño en el agujero de diámetro reducido que para un pozo convencional. Si un enjarre de ¼ pg es formado, el claro es de solo 0.27 pg, mientras que para un pozo convencional es hasta de 1 pg (figura VI-9).



Figura VI-9. Claro anular con enjarre de ¼.”

El realizar la cementación bajo estas condiciones provocaría una capa extremadamente delgada de cemento. La experiencia sugiere que reducir el espesor del cemento entre la tubería y el agujero puede llevar a problemas con los esfuerzos, canalizaciones, adherencia del cemento y la integridad de las perforaciones. Para lograr el limpiado del enjarre se puede usar cepillos.

6.2.4 Movimiento rotatorio y reciprocante

En la cementación de pozos convencionales, el movimiento rotatorio y reciprocante de la TR proporciona una mejor y efectiva calidad de los trabajos de cementación. Cuando estos procedimientos convencionales se trasladan a operaciones de pozos de diámetro reducido existen varios problemas que pueden provocar el efecto de surgencia y sondeo.

Los principales problemas relacionados directamente al movimiento reciprocante de la tubería son: el efecto de surgencia y sondeo. En un sistema cerrado, un excesivo movimiento descendente causa un efecto de pistón en el fluido y podría resultar en el fracturamiento de la formación. Con un movimiento de tubería ascendente la reducción de la presión hace el efecto de succión, lo que ocasiona entrada de gas o fluido de la formación, causando un cambio en las características de la lechada y conduce a la formación de canales en el espacio anular.

6.2.4.1 Incremento de la caída de presión en el espacio anular

La rotación de la tubería durante la cementación, es quizás más importante que el problema que del movimiento reciprocante. En la figura VI-10 se muestra que al rotar la sarta hay un incremento en las caídas de presión por fricción.

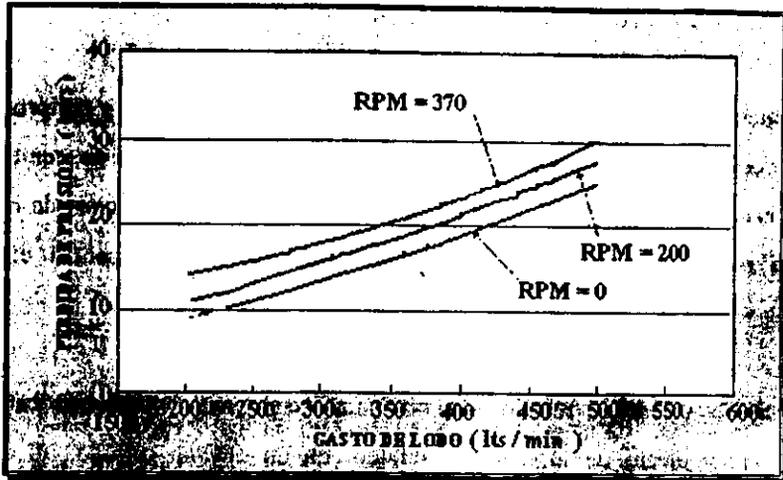


Figura VI-10. Pérdida de presión con tubería rotando

6.2.5 Problemas de pandeo en la tubería

La tubería de diámetro reducido tiene una mayor tendencia al pandeo debido a su reducida rigidez y resistencia a los esfuerzos compresionales.

Los problemas de expansión térmica es uno de los factores que deben ser considerados durante la cementación de pozos de diámetro reducido. En la figura VI-11 muestra algunos de los problemas ocasionados por la expansión térmica.

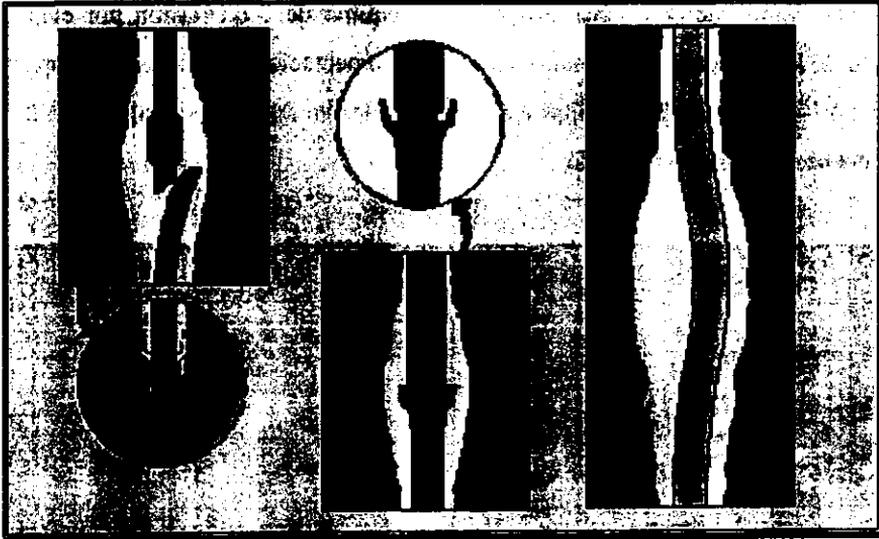


Figura VI-11. Expansión termal de la tubería de un PDR

Las técnicas usadas para reducir los problemas de pandeo incluyen:

1. Libre uso de centradores
2. Cementación de la tubería hasta la TR superficial
3. Calibrar los agujeros para determinar los problemas de desplazamiento
4. Tuberías estirables en colgadores de tipo cuñas
5. Empleo de puntas expansoras en las sartas de TR

6.2.6 Disponibilidad de herramientas

La mayor parte de las herramientas disponibles para la cementación no son un problema sustancial, éstas han sido desarrolladas para usarse en pozos de diámetro reducido, las cuales incluyen: zapata guía, taponos de tipo conector, equipo de

flotación, equipo de cementación por etapas, equipo de cementación por etapa con asiento de bola asiento rotacional, y zapatas de cementación con canasta y empacador (figura VI-12). Estas herramientas están disponibles en diámetros menores de 2 3/8" para pozos de diámetro reducido.

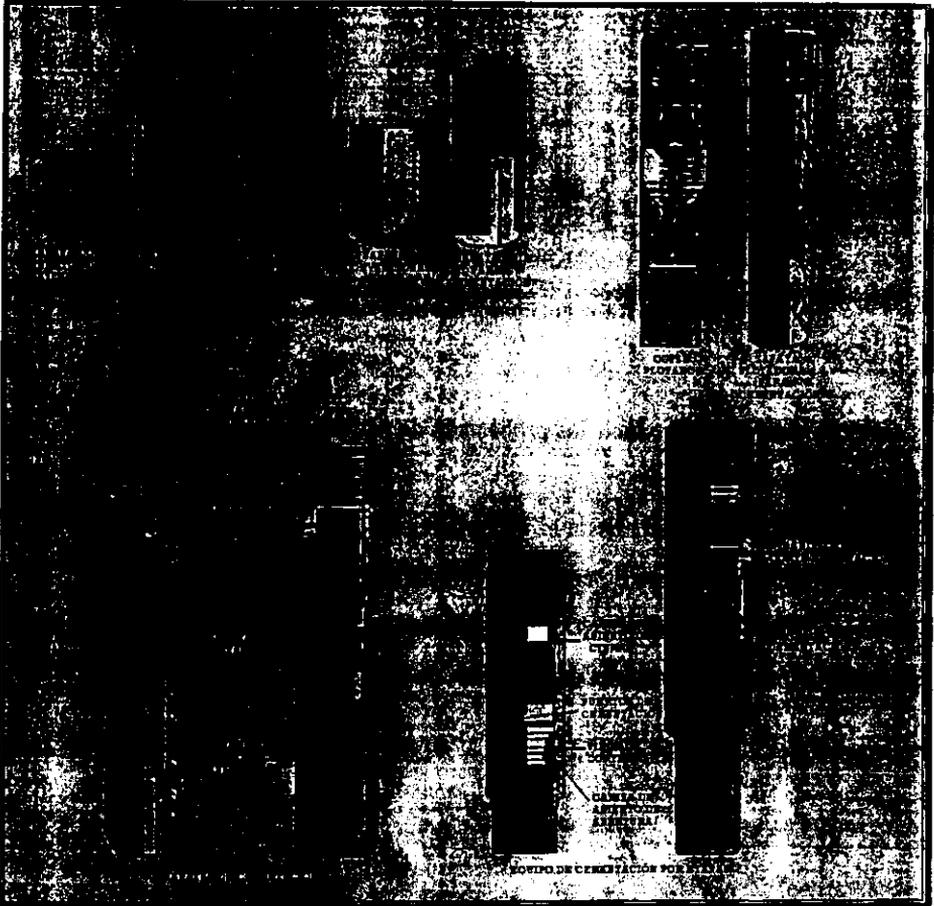


Figura VI-12. Equipo para cementación en PDR

6.3 DISPAROS CON PISTOLAS TCP ^(1,2)

Una de las ventajas de esta tecnología es que para transportar las pistolas al pozo, largas secciones de pistolas encapsuladas TCP sean conectadas y transportadas con TF. El manejo puede ser o no bajo presión y recuperadas en condiciones de pozos activos. Dicho sistema incorpora conectores que son reutilizables.

Los conectores constan de dos partes, un conector exterior de manejo mecánico y un transmisor balístico interno, los cuales proporcionan el medio de propagación para la detonación a través del conector y las pistolas. El conector externo mecánico permite la conexión a distancia de las pistolas TCP. Estos conectores son colocados a lo largo de los arietes mecánicos del sistema, cuando son activados estos son utilizados para aprisionar el hombro de la herramienta y así unir o remover las pistolas TCP.

6.3.1 Aparejo de fondo (BHA) para disparos

El aparejo de fondo de las pistolas TCP (figura VI-13) consta de una unión giratoria, un elastómero absorbedor de impacto, una unión sustituta y un liberador de pistola, dos cabezales para la detonación y un tapón ciego. La unión sustituta de paso es colocada para que la unión giratoria de la tubería le permita a las pistolas y al aparejo rotar libremente. Por abajo de la unión giratoria un elastómero absorbe el impacto y previene que ondas de choque sean transmitidas desde las pistolas TCP a la Tubería, esto podría causar a la tubería una torcedura y pegarse en el fondo del pozo.

6.3.2 Desplazamiento del aparejo de pistolas (ICP) en el pozo

Las pistolas se introducen en el pozo a un ritmo de 50 pies/min., con paradas a cada 1000 pies su peso es registrado mientras se circula con presión. Se bombea nitrógeno al fondo de la TF para desplazar los flujos del pozo a un gasto de 250 y 750 pies³/min dependiendo de la presión en la cabeza de pozo y del retorno del nitrógeno a la superficie. Durante el desplazamiento, la presión en la cabeza es registrada para asegurar que no exceda los 600 lb/pg² abajo de la presión de disparo en la cabeza de detonación.

El promedio de desplazamiento máximo de nitrógeno es de 1000 bls. El consumo de nitrógeno, es calculado por volumen de gas comprimido para compensar la pérdida de fluido en el pozo.

6.3.3 Presión de detonación

La presión de detonación y la condición bajo balance son recalculadas para el control de los volúmenes y así efectuar las correcciones por temperatura a la presión de detonación. La densidad del nitrógeno varía con la presión y temperatura de acuerdo a la profundidad.

Un programa de cómputo es empleado para interpolar los valores de cálculo de la presión de detonación requerida. Para ello son consideradas cuatro presiones:

1. La presión de detonación inferior (LFP).- Que es la presión más baja a la cual la ruptura del disco podría fallar.
2. La presión de detonación superior (UFP).- Que es la presión más alta a la cual podría fallar el disco.
3. La presión máxima deseada para asegurar la detonación de las pistola.- Entre 300 a 400 lb/pg² por arriba de la UFP.
4. La presión de fondo purgada.- Que es la necesaria para alcanzar la condición de bajo balance.

Cuando se prueba la detonación se debe asegurar que el pozo esté cerrado, debido al incremento de la presión en el pozo, es necesario mantener por un minuto cerrado el pozo y luego purgar la presión de condición bajo balance en el fondo dentro de los 25 minutos de alcanzar el LFP. Las pistolas podrían detonar 30 minutos después de la ruptura del disco.

Una vez perforado el pozo, se pone a producir durante 10 minutos después de sacar el arreglo restante de las cargas a una velocidad de 50 a 70 pies/min. (15-21 m/min), con el pozo fluyendo.

6.4 PESCAS ^(1,2)

Las consideraciones más importantes para las operaciones de pesca en pozos de diámetro reducido son:

1. espacio anular pequeño que limita la opción para utilizar herramientas de pesca
2. tubería de trabajo pequeña, la cual reduce los esfuerzos axiales y de torsión
3. bajos gastos de circulación para controlar la densidad equivalente de circulación

6. 4.1 Concierne a la pesca

Las tuberías de diámetro pequeño son: 1) son menos rugosas, lo que reduce las fuerzas axiales y torsionales permisibles que actúan, 2) más flexibles, por lo que complica las operaciones de pesca, y 3) tienen un menor diámetro interno, esto limita el tamaño de las herramientas que pueden correrse. También, en algunos casos, el área de trabajo es demasiado pequeña para permitir el empleo de un pescante con cuñas en las operaciones de pesca, así que el empleo de una herramienta de pesca interna (arpón, machuelo, etc.) es necesaria (en casi todas las operaciones de pesca, el empleo de un pescante con cuñas es preferible al empleo de un arpón). Por lo demás, las operaciones de pesca en pozos de diámetro reducido son similares a las operaciones en pozos convencionales (figura VI-14).

En operaciones de muestro continuo, la sarta de perforación puede también ser utilizada como tubería de revestimiento, y si la sarta de perforación llega a quedarse pegada, ésta puede ser dejada en el agujero y ser cementada, y después se limpia. Obviamente, esto sólo sería aceptable si el pozo estuviese en el punto en donde el programa de diseño indicara que se coloque la tubería de revestimiento.

En la figura VI-15 se muestra un procedimiento (que puede ser aplicable en algunos pescados) para moler la parte superior del "cuello del pescado" que podría permitir el uso de un pescante con cuñas.

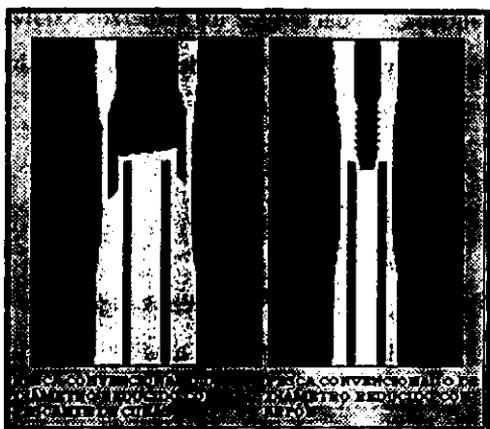


Figura VI-14. Similitud en las operaciones de pesca

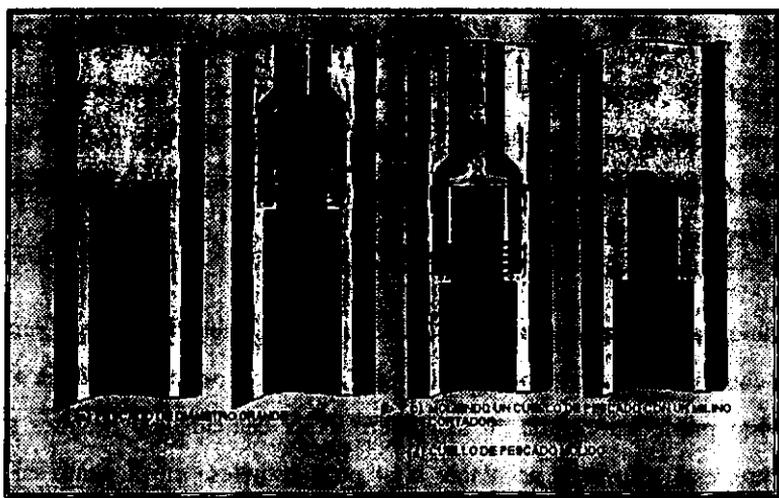


Figura VI-15. Procedimiento para moler el cuello del pescado

6.3.1.1 Hidráulica

Debido a la reducida área de flujo en el espacio anular durante la perforación de este tipo de pozos, es especialmente importante mantener los recortes de perforación esparcidos en el espacio anular, para prevenir el taponamiento del espacio anular mientras se esté efectuando un viaje redondo o se estén realizando conexiones. Asimismo, se debe conservar tiempo de circulación antes de realizar un viaje completo o cuando se realicen conexiones para levantar los recortes lo suficientemente arriba del aparejo de fondo para que no pudiera ocurrir un asentamiento inverso.

Los derrumbes pueden también ser un problema cuando grandes cantidades de recortes se asienten. Cambios en el movimiento de la tubería, la hidráulica o algún otro parámetro, causarán que los recortes se depositen en el fondo del pozo y se acumulen alrededor de la sarta de perforación. Propiamente, el control de la hidráulica puede minimizar los derrumbes.

La acumulación de recortes alrededor de la sarta de perforación puede causar:

1. Pérdida de circulación debido al fracturamiento de la formación después de realizar las conexiones (efecto de pistón o surgencia)
2. La sarta de perforación llega a ser mecánicamente acuada en el agujero
3. Se presenta una manifestación al extraer la tubería y al sondear los fluidos de la formación (efecto de succión)

A pesar de que las tres causas mencionadas anteriormente resultan ser negativas; el punto número 2 provoca que la tubería se pegue y puede originar un pescado. Por eso es muy importante la combinación apropiada de la hidráulica y las prácticas de

circulación antes de hacer un viaje completo o hacer conexiones resulta crucial en la prevención de pegaduras de tubería. Estas son aún más críticas para la aplicación en muestreo continuo, en donde el espacio anular es muy pequeño y la hidráulica resulta ser más difícil de controlar.

4.1.2 Fallos en la tubería

En las operaciones de perforación convencional las fallas en el equipo de fondo son consideradas como las principales causas de pescados. Dentro de éstas se incluyen juntas rotas, ruptura en la caja de la junta, tubería rota, derrumbes y fallas mecánicas por fatiga. En las operaciones de pozos de diámetro reducido se emplean componentes que son frágiles, pero están también propensos a proporcionar bajos esfuerzos axiales y de torsión. Las primeras experiencias en pozos con diámetro reducido confirmaron que las fallas en el equipo de fondo fueron la principal causa de pescados. Estas experiencias muestran que la aplicación de algunos componentes de menor tamaño tales como las barrenas de conos, resultan inusuales debido a su altos valores de falla. Por esto, los dientes de las barrenas son los pescados más populares en pozos con diámetro reducido.

Una apropiada planeación, selección, inspección y monitoreo de los componentes de la sarta de perforación, combinado con buenas prácticas de operación es la única solución para prevenir pescados.

6.4.3.3 Martillo

El martillo de perforación es colocado en la sarta de perforación para realizar una sacudida brusca en forma ascendente o descendente y poder tratar de liberar la porción pegada de la sarta de perforación. El martillo almacena la energía y el momentum del movimiento axial de la sarta de perforación, luego realiza un brusco impacto. La energía es almacenada en la sección del martillo. Cuando el martillo es soltado, este golpea al yunque causando instantáneamente una alta frecuencia, que genera una alta sacudida a la sarta de perforación.

El martillo es colocado, generalmente, lo más cerca posible y por encima de la sarta de perforación en donde se espera que se encuentre pegada. Sin embargo, un peso suficiente en la sarta de perforación es aplicada al martillo para realizar una operación eficiente y maximizar los esfuerzos de impacto del martillo. Un movimiento ascendente brusco es empleado tradicionalmente cuando la sarta de perforación llega a estar pegada, un movimiento descendente se emplea cuando la sarta de perforación llega a estar pegada al ser extraída del agujero. Sin embargo, los movimientos bruscos son aplicados debido a causas de pegadura de la tubería. La principal causa de las pegaduras de la sarta de perforación incluyen pegaduras por presión diferencial, ojos de llave, incremento en los recortes e inestabilidad del agujero.

Dos tipos de martillos son empleados, el primero es el martillos de perforación y se corre en la sarta de perforación previniendo una posible eventualidad durante las operaciones de perforación. En sí, éstos pueden estar diseñados para contener varios esfuerzos de perforación, además de los esfuerzos de golpe, y varios fluidos de perforación. El segundo tipo es el martillo de pesca, el cual se corre como parte de la

sarta de pesca después de que la sarta de perforación se llega a pegar. Existen tres diseños de martillo basados sobre su tipo de activación: 1) mecánico, 2) hidráulico e 3) hidro-mecánico. El diseño del martillo está basado en el tipo de equipo (martillo hidráulico es recomendado para equipo flotante), el diseño de la sarta de perforación y el tamaño del agujero, contando con los mecanismos de pegadura y preferencias del operador.

La colocación del martillo durante las operaciones de perforación, especialmente para pozos horizontales y altamente desviados, no es ampliamente comprensible, pero se coloca en donde se espera que la sarta de perforación presente pegaduras y en donde el martillo puede ser empleado eficientemente.

El martillo de pesca se corre después de que se ha quedado libre la tubería pegada. La siguiente sección describe algunos de los métodos usados para liberar la tubería pegada y las consideraciones apropiadas.

6.4.2 Separación de la tubería pegada

El primer paso es el determinar el "punto libre" o el punto más bajo en el cual la sarta de perforación se encuentra 100% libre. Esta se puede determinar por medio del cálculo del estiramiento de la tubería a niveles específicos de tensión, de torque, y por medio de herramientas, corridas con línea de acero o con tubería flexible, los cuales pueden sentir una respuesta axial y de torsión en el fondo, después de aplicar una carga axial de tensión y torsión en la superficie. El mejor método está basado en la geometría del agujero, diámetro interior de la sarta de perforación y localización

esperada de la pegadura de la tubería. En algunos casos, diversos métodos son requeridos para confirmar la localización del punto libre.

El primer tipo es el método de cordón explosivo/desenroscar, el cual implica correr un explosivo hasta la conexión que se encuentra arriba del punto libre, aplicando torque a la izquierda y colocando la carga para golpear y aflojar la conexión, por medio de esto, permite que la sarta de perforación se desenrosque. Este es el método más común y, generalmente es el primer tipo a ser tratado. Este minimiza el daño a la tubería.

El segundo método para separar la tubería pegada es por medio de uso de cortadores químicos. Este método se emplea cuando un desenroscador no es exitoso. El corte resultante es usualmente liso, permitiendo el empleo de un pescante de cuñas sobre el subsecuente pescado esperado.

El tercer tipo es un cortador de chorro, el cual se emplea como carga para cortar la tubería. Este es el método más drástico y requiere que la cima del pescado sea molida o acondicionada antes para poder ser pescada con un pescante de cuñas o un arpón.

El último recurso tradicionalmente empleado es un metal cortante, el cual emplea múltiples cargas para cortar la tubería arriba del punto en donde se encuentra pegada. La cima del pescado tradicionalmente está severamente dañada y usualmente no se puede moler efectivamente o pescarse. En la figura VI-16 se muestran estos tipos de cortadores.

Los cortadores mecánicos emplean cortadores o cuchillas, que actúan con rotación para poder cortar la tubería. Estos se corren en sarta de tubería de diámetro pequeño por el interior de la tubería de perforación.

Dependiendo en donde se localice la pegadura y en que etapa del pozo, se cuentan con herramientas para cortar la tubería pegada. El punto en donde se determine que la sarta de perforación debe ser cortada, dependerá del plan subsecuente de operación que se haya sido decidido.

En muchos casos, la liberación de la tubería pegada es difícil y costosa. Muchas operaciones exitosas de pesca ocurren en los primeros o segundos intentos, pero el éxito depende de la causa de la pegadura, su localización y el valor del pescado. Si la operación de pesca es infructuosa, como opción se recomienda el taponar o desviar alrededor del pescado. En pozos horizontales, la desviación alrededor (por abajo, a la derecha o izquierda) del pescado ha probado ser muy sencilla y más efectiva que el tratar de recuperar el pescado.

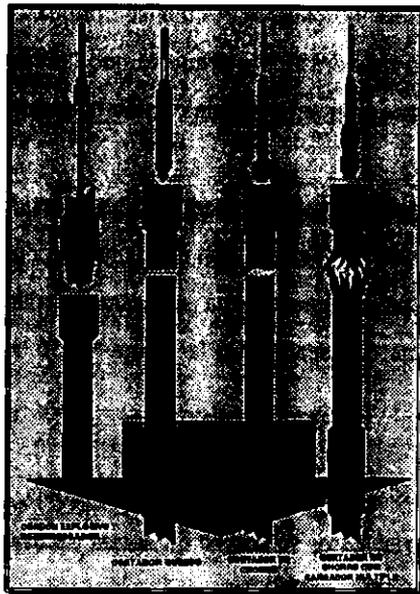


Figura VI-16. Tipo de cortadores

6.3.2.1 Generador de fuerzas

En pozos de alcance extendido y horizontales, la mayor limitación es generar la suficiente fuerza para compensar el arrastre axial por fricción en operaciones como son: colocar las herramientas de registro, activar herramientas y para perforar, etc. Como resultado, se desarrolló una herramienta que genera fuerzas de empuje/arrastre en el fondo del pozo (figura VI-17). El criterio de diseño se basa en:

1. Genera la fuerza axial en el fondo del pozo, independientemente de la TF.
2. Compatible con la existencia de herramientas de cable de acero.
3. Opera con fluido de circulación.
4. Opera en el diámetro interior nominal de la tubería de producción.
5. Reajutable para múltiples operaciones.
6. La magnitud de la fuerza hidráulica está controlada.
7. La circulación para la obturación es controlada desde la superficie.

El uso de estas herramientas o similares extenderá la capacidad de pesca en pozos de diámetro reducido o con equipo de tubería flexible.

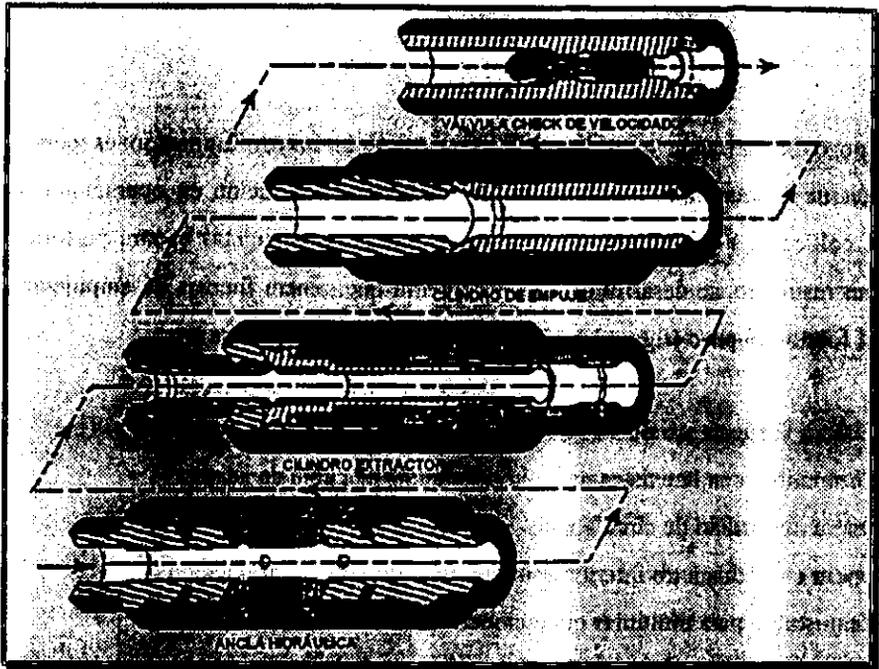


Figura VI-17. Herramienta de empuje/arrastre

6.5 HERRAMIENTAS ESPECIALES

6.5.1 Cedazos

Estas herramientas mejorarán la producción de los hidrocarburos sin que exista producción de arena, se coloca en el aparejo de producción, el cedazo está compuesto de una malla de acero y fibras de acero inoxidable comprimidas que pasan por un proceso de alta temperatura, por lo que el acabado de la membrana es flexible. La permeabilidad del cedazo está en un rango de 40 a 45 darcy y con porosidad de 68%. Los cedazos se clasifican de acuerdo al tipo de tubería en donde vayan a ser instalados, para tubería de producción (figura VI-18) y para tubería flexible en rangos de diámetro de 1.315 pg, 1.660 pg, 1.9 pg y 2.063 pg (figura VI-19).



Figura VI-18. Cedazo Stratapac para aparejo de producción



Figura VI-19. Cedazo Stratacoil para aparejo de tubería flexible

6.5.2 Empacadores inflables

Las principales características y los límites de operación para los cuales están diseñados los empacadores que son fabricados, así como las partes que la componen se encuentran los siguientes:

- El cuerpo del empacador (Mandril), el cual está constituido por un segmento de tubería de producción o de revestimiento (figura VI-20), con características de diseño apropiadas para las condiciones en donde debe operarse el empacador, como son el grado del acero, dureza, resistencia a diferenciales de presión.
- El espacio entre el cuerpo del mandril y la primera cubierta de elastómero flexible.
- Cubierta metálica entretejida de alambre y de láminas de acero flexible, el cual le dará la resistencia suficiente para operar a condiciones de temperatura o presión diferencial.
- El conector superior del empacador con conexión similar a la tubería de producción, revestimiento o para la tubería flexible con la que se introducirá la herramienta al pozo.
- El sistema de anclaje y desanclaje del empacador, está compuesto de un sistema de desviación interna, el cual una vez colocada la canica en el asiento interno de la herramienta, se abre un sistema de circulación interna a través de una camisa, el cual permitirá el paso del fluido que inflara interiormente el elastómero y una vez anclada se continuará el represionamiento para romper los pernos de seguridad del asiento y expulsará la canica al interior del pozo. Este sistema se utilizará con una canica de mayor diámetro, al cual nuevamente operará el sistema y permitirá abrir unos orificios que liberen el fluido contenido interiormente del elástomero hacia la TR y permitirá al elástomero recuperar su forma original y poder recuperarlo.

En general, son principalmente dos tipos de empacadores los que se fabrican:

- Los de baja temperatura y baja presión diferencial de operación (figura VI-20a), los cuales se construyen de una parte metálica intermedia entre elastómeros, con un tejido de alambres en forma de maya, los cuales por su configuración no permiten una gran expansión de los mismos, ya que a mayor presión se amplía la separación entre cables, lo que ocasiona que el elastómero quede expuesto más fácilmente a la presión del fluido confinado dentro del empaque y podría hacerlo estallar.
- Los de alta temperatura y para alta presión diferencial de operación (figura VI-20b), cuya fabricación es similar a los anteriores, sólo que el elastómero utilizado tiene mayor resistencia y la cubierta metálica interior está fabricada con laminas de acero flexible empalmadas entre si lateralmente en forma vertical, lo que le proporciona alta resistencia a la presión diferencial al ser anclado.

Estos empacadores son fabricados desde 1.90 pg hasta 16 pg y sus aplicaciones son tan variadas como mejorar de la calidad de cementaciones primarias de TR's, aislando pérdidas en la zapata o la boca de la tubería corta y para contener la migración del gas a través del cemento durante el tiempo de fraguado; como retenedores de cemento para corregir roturas, daños en TR's ó para obturar intervalos ; para aislar zonas invadidas o no deseadas y no dejarlas expuestas junto con zonas productoras en TR's no cementadas en agujeros de diámetro reducido, horizontales y desviados ; como herramientas auxiliares para la aplicación de sistemas artificiales de producción como son la corrección de aparejos de bombeo neumático y el bombeo de agua en forma de jet. Uno de los principales factores que se deben tomar en cuenta, es la relación de expansión, la cual está definida como la relación del diámetro del agujero o el diámetro

interior de la TR, según sea el caso, entre el diámetro nominal del empacador.

$$\text{Relación de Expansión} = \frac{\text{DI del agujero o TR (pg)}}{\text{DE del emp. Inflable}}$$



Figura VI-20. Empacador con segmento de tubería

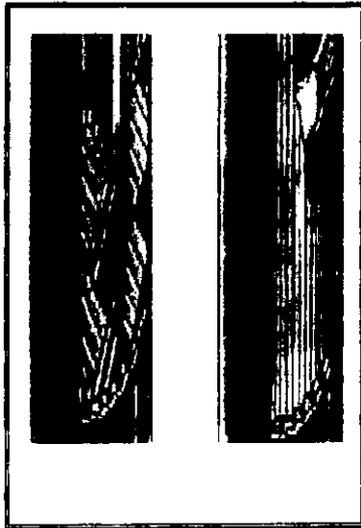


Figura VI-20 a y b. Empacador con segmento de tubería para baja temperatura y presión diferencial, para alta temperatura y presión diferencial, respectivamente

6.5.3 Martillos Hidráulicos

En términos generales, los martillos de perforación (figura VI-21) y los martillos para pesca (figura VI-22) tienen un mecanismo interno de operación hidráulico, básicamente la diferencia consiste en la forma en que opera o que percusiona, ya que los martillos para perforación repercuten en dos sentidos hacia arriba y hacia abajo, mientras que los de pesca repercuten hacia arriba únicamente. Los martillos hidráulicos de doble acción para aplicaciones de pozos de diámetro reducido, está detallado con sus características en las siguientes tablas VI-3 y VI-4.

Tabla VI-3
Especificaciones de los martillos hidráulicos de doble acción

D.E. (pg)	1 13/16	2 1/4	2 7/8	3 1/8
D.I. (pg)	3/8	5/8	3/4	1
Tamaño de junta (API)	1 13/16, WFJ	1 1/4 REG	2 3/8, PAC	2 3/8, REG
Resistencia a Tensión (lbs)	70,000	110,000	200,000	240,000
Resistencia a Torsión (lb-pie)	850	1,800	4,000	5,000
Máximo Jalón (lbs)	12,000	25,000	50,000	50,000
Longitud Aprox. Extendido (pies)	8	8	8	8
Peso Aprox. (lbs)	60	80	100	110
Viaje Libre Arriba/Abajo al Golpear (pg)	3.5	3.5	3.5	3.5
Carrera Total (pg)	9.5	9.5	9.5	9.5
Máxima Presión de Circulación (psi)	5,000	5,000	5,000	5,000
Máxima Presión Hidrostática (psi)	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Máxima Temperatura de Operación °F	400	400	400	400
Área Secc. Transversal al Bombeo (pg ²)	0.79	1.35	2.24	2.95



Figura VI-21. Martillo de perforación

Tabla VI-4
Especificaciones de los martillos hidráulicos

D.E. (pg)	3 3/4	3 3/4	3 3/4	4 1/4	4 1/4
D.I. (pg)	1 3/4	1 15/16	1 15/16	1 15/16	2 1/8
Tamaño de junta (API)	2 3/8, IF	2 3/8, IF	2 3/8, EUE	2 7/8, IF	2 7/8, IF
Resistencia a Tensión (lbs)	275,000	255,000	255,000	350,000	325,000
Resistencia a Flexión (lb-pie)	7,800	6,200	3,750	15,000	15,000
Resistencia al empuje (lb-pie)	3,000	3,000	3,000	6,000	6,000
Peso máximo (pg)	45,000	45,000	45,000	65,000	55,000
Diámetro del eje de entrada (pg)	4 1/4	4 1/4	4 1/4	4 3/4	4 3/4
Diámetro del eje de salida (pg)	3 3/4	3 3/4	3 3/4	4 1/4	4 1/4
Longitud total, Patrón (pies)	20	20	20	20	20
Peso neto (lbs)	452	460	460	618	580
Diámetro de la conexión de entrada (pg)	4 1/4	4 1/4	4 1/4	4 1/2	4 1/2
Diámetro (pg)	6 1/8	6 1/8	6 1/8	6 1/8	6 1/8
Peso máximo de peso máximo	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Máxima Presión Hidráulica (psi)	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Máxima Capacidad de Operación (gpm)	400	400	400	400	400
Área Secc. Transversal Bomba (pg)	5.9	5.9	5.9	7.7	7.7



Figura VI-22. Martillo de perforación

6.5.4 Cepillos tipo escariador

Estos pueden ser usados como sustituto de estabilización para asegurar un contacto uniforme en cualquier ángulo del pozo.

Son fabricados con acero pesado con una cubierta de 360°. Cepillo tipo resorte actúa con carga para asegurar un limpiado positivo en toda la TR. El cepillo está disponible en diferentes diámetros de 5 hasta 9.735 (tabla VI-5).

Beneficios:

1. Elimina el enjarre, cubiertas de cemento.
2. Elimina incrustaciones y parafinas en tuberías
3. Asegura una mejor colocación de los empacadores.
4. Reduce el tiempo de contacto de la química de limpiado.
5. Reduce el tiempo de circulación.

Tabla VI-5
Especificaciones de la herramienta.

Diámetro de la TR (OD)	Conectores (API)	Cuerpo (DE)	Cuello de pesa (DE)	Agujero	Pesa (libras)	TR (DI)	TR (DE)	Aletas abiertas (DE)	Aletas cerradas (DE)
9.625	4.5	7	5.5	2	29.5-53.5	8.53-9.06	8.37-8.90	9.25	8.25
7.625	3.5	5.25	4.25	1.5	24-38	6.62-7.12	6.50-7.00	7.475	6.475
7	3.5	5.25	4.25	1.5	25-35	5.92-6.41	5.79-6.41	6.725	5.975
5.5	2.785	4.25	3.75	1	26-23	4.54-5.04	4.42-4.91	5.250	4.75
5	2.375	3.5	3.125	1	23-18	4.27-4.56	4.15-4.43	4.75	4.0

6.5.5 Motores de fondo

Cuando con motores pequeños para la industria petrolera y de acuerdo a las características de los diseños que han desarrollado y los rangos de trabajo de acuerdo al catalogo, son los que mejores condiciones de operación ofrecen.

Dentro de las principales características están los diámetros de fabricación, que van desde 1 11/16 pg hasta 3 1/2 pg, como se muestra en la tabla VI-6.

Tabla VI-6
Características de los motores de fondo para la perforación de diámetro reducido

Modelo	Diámetro (pg)	Velocidad (rpm)	Torque (lb-ft)	P _{max} (psi)	E _{sp} (gal)	Consumo (gpm)
D170	1.6875	10-22	645-1435	38	1000	4
D170HF	1.6875	22-42	365-700	75	500	2
D212	2.125	30-42	580-850	95	750	3
D212HF	2.125	25-65	230-600	150	750	3
D237	2.375	30-42	580-850	95	750	3
D237HF	2.375	40-80	300-600	168	500	2
D287HS	2.875	40-90	285-642	265	750	3
D287HF	2.875	45-125	150-400	400	375	1.5
D350	3.500	80-110	290-400	300	500	2
D350HS	3.500	40-90	285-642	265	750	3
D350HF	3.500	80-160	175-375	650	500	2
D350HP	3.500	80-160	175-375	1800	750	3

Estos motores fueron diseñados para las aplicaciones con tubería flexible en operaciones a través de la tubería de producción y sus principales aplicaciones son:

- a) Limpieza de arenas
- b) Limpieza de cemento
- c) Remoción de tapones puente
- d) Remoción de incrustaciones
- e) Aplicaciones de fondo en arena y cemento
- f) Molienda de niples
- g) Pescas
- h) Operaciones en condiciones de alta temperatura
- i) Limpieza de tuberías cortas
- j) Reabandono

Los motores están constituidos de las siguientes cinco partes (figura VI-23):

1. Conexión Superior
2. Sección de Potencia
3. Ensamble de Transmisión
4. Ensamble de Baleros
5. Conexión Inferior

En cuanto a la sección de potencia está compuesta de dos partes que son: el rotor y el estator. El rotor puede ser de acero inoxidable o de acero cromado, este último tiene mayor resistencia a la abrasión cuando opera en perforación y su diámetro exterior se maquina con la configuración de los lóbulos en espiral, necesaria para desarrollar la potencia requerida; El rotor opera en condiciones amargas y corrosivas. El estator está fabricado con tubo de revestimiento exterior de DE nominal al DE del motor, en su interior tiene moldeado en el elastómero un espiral de la misma longitud que el rotor

con X lóbulos del rotor $+ 1$. En esta parte del motor es en donde radica el mayor desarrollo tecnológico en motores de fondo, ya que los rangos de operación del elastómero en condiciones de temperatura van desde 325°F (162.8°C) con estator normal, hasta un máximo de 400°F (204.4°C), en motores de reciente diseño para altas temperaturas.

El ensamble de transmisión es la parte del motor encargada de hacer llegar la potencia y rotación a la barrena o molino, además de amortiguar la vibración del motor ocasionado por la excentricidad del rotor y transfiere la hidráulica a la barrena.

El último componente es ensamble de baleros, cuya función es absorber los esfuerzos laterales de la transmisión, los esfuerzos laterales de la barrena, los esfuerzos de compensación debidos a la excentricidad y centraliza la flecha dentro de la TR de acero.

El principal factor que altera el comportamiento de los motores de fondo es el número de etapas, ya que al incrementar el número de etapas aumenta proporcionalmente el torque, se incrementa la caída de presión por fricción debido al incremento de las fuerzas de fricción al pasar el fluido de control por el motor, disminuye la eficiencia a bajo decremento de presión y se incrementa la eficiencia a altos incrementos de presión.

Los principales factores que afectan el desempeño del motor son:

1. Temperatura
2. Viscosidad del fluido de control

3. Tipo de fluido
4. Procedimientos operativos
5. Control de sólidos
6. Planeación previa

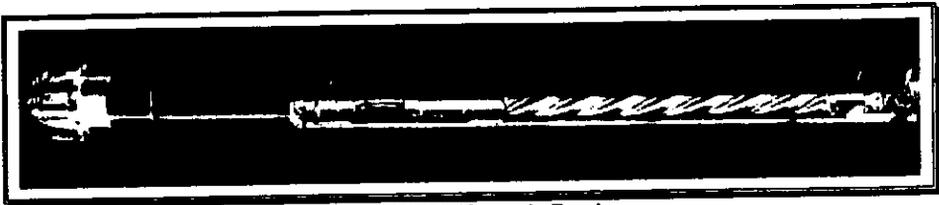


Figura VI-23. Motor de Fondo

BIBLIOGRAFÍA

1. Slim Hole Well Technology Training Manual
Chapters 14, 16 and 17
Maurer Engineering
July, 1993

2. Slim Hole Dilling and Completion Barrier
Chapter 5
Maurer Engineering (Allen Shook, James Dech), Baker Oil Tools (Mark Hoopmann) and
Halliburton Energy (Paul Boonen)
May, 1995

3. Study of Slim hole Performance-Development
Canadian Triton International Limited
Advanced Technology, in Petroleum Exploration and Development

4. Innovative Slim Hole Completions
B.R. Ross and A.M. Faure
SPE
November, 1992

5. The Use Slimhole Drilling and Monobore Completions To Reduce Development Costs at the
Kuparuk
River Field
C. Mark Pearson, Denise K. Petrash, Jim T. Zernell
SPE
May, 1996

“ CONCLUSIONES “

Con la tecnología de la perforación de pozos de diámetro los costos se reducen desde un 30 a un 75%, debido a la reducción en el uso de los materiales (lodo, volumen de tubería y cemento), menor consumo de energía por el equipo, personal para realizar las operaciones, y lo más importante es que minimiza el daño del medio ambiental.

Los equipos de perforación para los pozos de diámetro reducido son muy similares a los equipos convencionales, excepto en las capacidades y en las condiciones de operación.

Las altas velocidades de rotación generan vibraciones que provocan un desgaste prematuro en la tubería, para disminuir estas vibraciones se puede utilizar un impulsor y un motor de fondo.

Las barrenas mas recomendables para la perforación de pozos de diámetro reducido son las barrenas TSD y PDC, ya que pueden ser utilizadas con altas velocidades de rotación (de 300 a 1,000 rpm). Las barrenas TSD son más recomendables, debido a que son más resistentes a la degradación térmica, por lo cual son utilizadas en formaciones duras.

Las consideraciones en la optimización de la hidráulica para los pozos de diámetro reducido son las mismas que las usadas en los pozos convencionales.

El gasto es un parámetro muy importante en la perforación de pozos de diámetro reducido, ya que nos permite obtener la velocidad apropiada para levantar los recortes y prevenir que se asienten en el fondo del pozo.

Un cambio pequeño en el gasto puede incrementar significativamente las caídas de presión por fricción, debido al pequeño espacio anular.

El fluido de perforación debe de estar libre de sólidos para evitar un incremento en las caídas de presión por fricción y adicionalmente evitar que estos obturen el espacio anular. Este fluido debe de evitar que las lutitas se hidraten lo que reduce el volumen del espacio anular.

Cualquier técnica para el control de brote puede ser utilizada, siempre y cuando se conozcan y dominen estas técnicas.

Las terminaciones en los pozos de diámetro reducido son similares a las de los pozos convencionales, la única restricción es el diámetro del pozo, el cual puede llevar a tener problemas durante las intervenciones.

Cuando se genera un pescado dentro del pozo, este puede llegar a perderse, debido a la restricción de diámetro de las herramientas de pesca.
