

6
25



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“TECNOLOGIA 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 N :

MARIA CECILIA GALVEZ COETO

MAURO EDUARDO GALVEZ COETO

ASESOR: ING. JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR



MEXICO, D.F.

MARZO 1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

271514



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"TECNOLOGIA 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 N:
MARIA CECILIA GALVEZ COETO
MAURO EDUARDO GALVEZ COETO

ASESOR: ING. JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR

MEXICO, D.F.

FEBRERO, 1999.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-038

SRES. MAURO EDUARDO GALVEZ COETO
MARIA CECILIA GALVEZ COETO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar y que aprobó esta Dirección para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

TECNOLOGIA DE POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO

- I ANTECEDENTES
- II TECNICAS DE PERFORACION DE POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO
- III TECNOLOGIA DE TERMINACION Y REPARACION DE POZOS DE DIAMETRO REDUCIDO
- IV ANALISIS COMPARATIVO DE COSTOS
- V 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 23 de junio de 1997
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

TECNOLOGÍA DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

ALUMNOS: GÁLVEZ COETO MARÍA CECILIA

GÁLVEZ COETO MAURO EDUARDO

DIRECTOR: ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

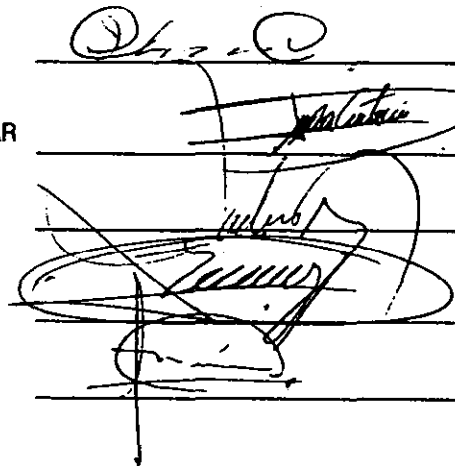
PRESIDENTE: ING. IGNACIO ALONSO CÁRDENAS

VOCAL: ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

SECRETARIO: ING. JOSÉ CARLOS PACHECO LEDESMA

1ER. SUPLENTE: ING. HERON GACHUZ MURO

2DO. SUPLENTE: ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Ignacio Alonso Cárdenas, Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, José Carlos Pacheco Ledesma, Heron Gachuz Muro, and Néstor Martínez Romero.

¡Gracias!

a Dios y a nuestros padres por el amor que siempre nos dan, su comprensión, paciencia y la oportunidad que nos brindan de ser mejores cada día.

a Tita por ese ejemplo que siempre nos da de responsabilidad y perseverancia;

a Ezeel por su dedicación al estudio, su carácter y entusiasmo a la vida,

y a Mario por que ahora es un hermano para nosotros y siempre hemos contado con su apoyo.

Ceci y Lalo

Y gracias Lalo por ser más que un hermano mi amigo.

Ceci

ÍNDICE

CAPÍTULO 1

"ANTECEDENTES"

	Pág
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 RESEÑA	2
1.3 VENTAJAS DEL EMPLEO DE ESTA TÉCNICA	4
1.3.1 Bajo Costo	4
1.3.2 Obtención de Núcleos	5
1.3.3 Definición de un Pozo de Diámetro Reducido	5
1.4 APLICACIONES DE ESTA TÉCNICA	5
1.4.1 Pozos Exploratorios (Perforación y Terminación)	5
1.4.2 Pozos de Desarrollo	7
1.4.3 Reparación de Pozos (Profundización, Desviación, Terminaciones Múltiples)	8
1.4.4 Pozos con Ramificaciones, Perforación y Terminación en Intervalos Selectivos	9
1.4.5 Agujeros de Diámetro Reducido en Perforación Horizontal	11

CAPÍTULO 2

"TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO"

2.1 PERFORACIÓN ROTATORIA	15
2.2. SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIO	15
2.3 PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN	16
2.4 BARRENAS MÁS COMÚNES EMPLEADAS EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	17
2.4.1 Barrenas de Diamante Policristalino Compacto (PDC)	17
2.4.2. Barrenas de Diamante Térmicamente Estable (TSD)	21

2.5 SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	22
2.5.1 Aspectos Generales para el diseño del Fluido Catiónico	25
2.5.2 Fluidos de Perforación	27
2.6 DISEÑO DE SARTAS PARA PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	28
2.6.1 Efecto de la Relación por Cambio de Diámetro	31
2.6.2 Diseño al Colapso	32
2.6.3 Efecto a la Tensión	32
2.6.4 Efecto de daño por Cuñas	33
2.6.5 Presión Interna	35
2.6.6 Efecto por Pandeo debido a la Curvatura del Pozo	35
2.6.7 Efecto de Pandeo por Carga Lateral	39
2.7 HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN APLICADA A POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	39
2.7.1 Ecuación de Energía	41
2.7.2 Factor de Fricción	42
2.7.3 Caídas de Presión por Fricción en el Sistema	42
2.7.4 Pérdidas de Presión por Fricción en las Conexiones Superficiales	44
2.7.5 Modelo de Bingham	45
2.7.6 Método de Ley de Potencias	47
2.8 CONTROL DE BROTES EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	50
2.8.1 Metodología Desarrollada por BP Exploration Operating Co. LTD. para la Detección Temprana de Brotes (DTB)	52
2.8.2 Diferencias Físicas entre un Pozo de Diámetro Reducido y un Pozo Convencional	53
2.8.3 Método Convencional Modificado para el Control de Brotes	56
Nomenclatura	65
2.9 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	66
2.10 REGISTROS GEOFÍSICOS EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	70
2.10.1 Aplicación de los Registros Geofísicos	72
2.10.2 Micro Registro Geofísico	72
2.11 TÉCNICA DE PERFORACIÓN DE NUCLEO CONTINUO	73
2.11.1 Evolución del Sistema de Nucleo Continuo en Pozos de Diámetro Reducido, en Exploración y Explotación de Gas y Aceite	73
2.11.2 Equipos de Nucleo Continuo para Pozos de Diámetro Reducido	75
2.11.3 Selección del Equipo	76
2.12 TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE PARA POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	78
2.12.1 Aplicaciones	79
2.13.2 Aplicación en Pozos Desviados	81
Nomenclatura	95

CAPÍTULO 3

"TECNOLOGÍA DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO"

3.1 INTRODUCCIÓN	97
3.2 TÉCNICAS DE TERMINACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	97
3.2.1 Técnica de Terminación Sencilla	97
3.2.2 Terminación Doble	99
3.2.3 Terminación Monobore	100
3.2.4 Terminación sin Tubería de Producción	101
3.2.5 Terminación de Pozos de Diámetro Reducido con Aplicación de Sistemas Artificiales de Producción	103
3.3 REPARACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO	106
3.3.1 Operaciones de Reparación en Pozos de Diámetro Reducido	106
3.3.2 Remoción de Obstrucciones	110
3.3.3 Profundización del agujero	113
3.3.4 Limpieza de Tuberías de Revestimiento Cortas	114
3.3.5 Operaciones de Limpieza y Perforación con Escariador	115
3.3.6 Pesca con Tubería Flexible	116

CAPÍTULO 4

"ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS"

4.1 COSTOS PROGRAMADOS	117
4.2 COSTOS REALES	117

CAPÍTULO 5

"CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES"

5.1 CONCLUSIONES	136
5.2 RECOMENDACIONES	137

BIBLIOGRAFÍA	138
--------------	-----

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene por objetivo el dar a conocer parte de lo que es la tecnología de perforación de pozos de diámetro reducido así como el empleo de esta tecnología en el desarrollo de campos petroleros principalmente; se presentan ventajas del empleo de esta técnica así, como desventajas de la misma.

En el Capítulo 1 se plantean algunos antecedentes referentes a las ventajas del empleo de esta técnica como lo es el bajo costo, aplicaciones tanto en pozos de desarrollo como en pozos exploratorios y reparaciones llevadas a cabo como lo son las terminaciones múltiples, desviación y profundización, así como los pozos con ramificaciones es decir perforación y terminación en intervalos selectivos, y también en perforación de pozos horizontales de diámetro reducido.

Por otro lado en el Capítulo 2 se establecen los aspectos de diseño y de ingeniería de la perforación de pozos de diámetro reducido en las que se incluyen los sistemas de perforación y la planeación de la perforación. En la parte de planeación se describen los procesos de diseño y algunos aspectos operativos como lo son el tipo de barrenas empleadas en la perforación, la selección apropiada de los fluidos de perforación. Algunos de los aspectos de diseño lo conforman el diseño de sartas de perforación de pozos de diámetro reducido, la hidráulica de la perforación aplicada a pozos de diámetro reducido, el control de brotes y el diseño de tuberías de revestimiento. Otros aspectos tomados en cuenta son los registros geofísicos en pozos de diámetro reducido, la técnica de perforación de núcleo continuo y la técnica de perforación con tubería flexible para pozos de diámetro reducido. Finalmente en este capítulo se dan algunas de las aplicaciones del empleo de esta tecnología.

El Capítulo 3 establece algunos de los aspectos de ingeniería de terminación y reparación de pozos de diámetro reducido, en las técnicas de terminación se incluyen algunas como la técnica de terminación sencilla, terminación doble, monobore y sin tubería de producción. Algunas de las terminaciones en pozos de diámetro reducido con aplicación al sistema artificial de producción con bomba estándar de inserción, varillas huecas y diseño en miniatura, así como algunas operaciones de reparación en pozos de diámetro reducido.

El Capítulo 4 comprende un análisis comparativo de costos entre un pozo de diámetro reducido y un pozo convencional, ambos de campos de la misma

región y de profundidades similares. En este capítulo se muestran algunas tablas representativas de los costos programados y costos reales de cada pozo, con lo cual principalmente se notan las diferencias de costos por etapas de cada tipo pozo como lo es la etapa de perforación en donde la reducción de costos del pozo de diámetro reducido es muy grande y en la terminación también se ve una reducción considerable en los costos con respecto a los de un pozo convencional.

Por último en el Capítulo 5 se dan algunas conclusiones y recomendaciones necesarias para el empleo de esta tecnología, así como algunos puntos que deben ser tomados en cuenta como es la detección y control de brotes al perforar pozos de diámetro reducido entre algunos otros topics.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1. ANTECEDENTES

El sistema de Pozos de Diámetro Reducido se usó ampliamente en los años cincuenta y a principios de los sesenta, las técnicas de terminación múltiple se desarrollaron para manejar simultáneamente tres sartas de revestimiento, requiriéndose un desarrollo especial de cuñas, elevadores, preventores y cabezales.

A principios de los sesenta, las herramientas para perforación y terminación de pozos de diámetro reducido fueron perfeccionadas al punto de que todas las operaciones llevadas a cabo en agujeros convencionales grandes podían ser aplicadas en agujeros de diámetro reducido:

- Terminaciones múltiples
- Cementaciones primaria y forzada
- Limpieza y muestreo
- Registros de calibración y rayos gamma
- Disparos con pistola a chorro
- Tratamientos y estimulaciones
- Equipo de bombeo mecánico y neumático
- Operaciones con empacadores recuperables
- Toma de núcleos

En 1960 se tenía que el 80% de las operaciones debían ser con diámetros óptimos, es decir 6 1/8 a 6 3/4 pg. ya que las barrenas tricónicas con diámetro menor a 6 1/8 pg. fallaban rápidamente debido a desgaste en los cojinetes y dientes.

Motores de diámetro pequeño, 2 7/8 a 3 3/8 pg. y barrenas de diamante térmicamente estable y barrenas de diamante policristalino compacto de 3 7/8 a 4 1/2 pg. perforaron pozos horizontales a velocidades de penetración de 7 a 12 metros / hora en Austin Chalk demostrando que el límite ocasionado por fallas en las barrenas no es tan severo.

Experimentos recientes de laboratorio han demostrado que las barrenas de diamante térmicamente estable y barrenas de diamante policristalino compacto accionadas por motores de fondo y operando entre 600 y 1000 r.p.m. pueden perforar de 3 a 5 veces más rápido que las barrenas tricónicas operando a 150 r.p.m. El uso de estos motores y barrenas proporcionaron ahorros del 40 al 60%.

1.2 RESEÑA

En los años cincuenta el interés en este tipo de perforación de pozos fue alta, perforándose más de 1000 pozos por una sola compañía.

Los siguientes son descripciones breves de algunos de los proyectos llevados a cabo sobre perforaciones de agujeros de diámetro reducido:

De 1942 a 1959, Stekol Peroleum (Stekoll et al. 1990) terminó más de 1300 pozos a 1500 metros de profundidad. Los ahorros en los costos fueron de 17% aproximadamente, siendo el mayor beneficio de esta técnica, el ahorro del 40 al 50% en los costos de la tubería.

Tapco Drilling (Wilson 1945) construyó un equipo de perforación que usó tubería de 1 1/4 pg. para perforar agujeros de 2 7/8 pg. a profundidades de 1800 metros.

Socony Vacuum (Valint 1955) perforó 10 agujeros de diámetro reducido (4 3/4 pg.) en Canadá.

Wolfe and Majee (Arnold 1955) perforó 34 pozos de diámetro reducido (4 3/4 y 6 1/8 pg.) en Lousiana y Mississipi. Los costos de estos agujeros fueron del 15 al 20% menor que los agujeros convencionales, esto debido al menor capital de inversión, reduciendo los costos de transporte y el costo diario de operación.

Humble Oil and Refining Company (Hubber 1956) citó ahorros en los costos del orden del 35% perforando agujeros de 5 6/8 pg. y terminados con tubería de revestimiento de 4 1/2 pg. e introduciendo tubería de producción de 1 1/2 pg., la cual fue suficiente para poner en producción los pozos de aceite y gas.

Hudson's Bay Oil (Bonsall 1960) perforó 36 pozos de diámetro reducido en Canadá a profundidades entre 790 y 2100 metros. Estos pozos tuvieron un costo del 35% menor que las terminaciones convencionales. La mayoría del ahorro fue debido a la reducción en los costos de los materiales.

Para 1961, 131 compañías habían perforado 3216 pozos de diámetro reducido (6 3/4 pg. o más pequeños). El promedio en la profundidad de estos pozos fue de 380 metros. El 80% de estas compañías identificaron el diámetro recomendable de entre 6 1/8 a 6 3/4 pg.

A finales de los setenta Amoco (Mc Clog et al; 1980) utilizó 28 bombas eléctricas sumergibles en agujeros de 3 3/4 pg. en Texas.

Un grupo sueco, OPAH (Dahl, 1982) utilizó un equipo para agujeros de diámetro reducido manufacturado por TGB Micro-Drill para perforar 207 pozos a profundidades de 200 a 400 metros. Este tipo de perforación redujo el costo al 75%.

Mc Nally (1984) reportó que Micro-Drill adicionó uniones giratorias de potencia eléctrica en varios de sus equipos.

Western Mining (Porter et al. 1982) usó un equipo para agujeros de diámetro reducido para nuclear trampas estratigráficas en Australia, lográndose profundidades de 850 a 1850 metros. El uso de este equipo redujo el costo del 35% al 50% sobre los equipos convencionales.

Tri State Well Service (Staff 1985) usó un equipo para agujeros de diámetro reducido para profundizar 20 pozos de gas.

Conoco (Mc Fayden et al; 1986) perforó pozos de agujero reducido en Indonesia utilizando equipos transportables por helicóptero, esto ocasionó el uso de un equipo más pequeño y por tanto una menor distribución de la plataforma. El equipo fue transportado en 5 días comparado con los 9 a 16 días para equipos convencionales.

Amoco Production Co. (Walker et al; 1989) emprendió un proyecto mayor de perforación de agujeros reducidos en el que los pozos se nuclearon cada 15 metros desde la superficie hasta profundidades de 2900 metros. Se utilizó también un gran número de registros geofísicos, demostrando que los registros para pozos

convencionales también se pueden utilizar en este tipo de pozos, siendo éstos: rayos gamma, sónico, doble inducción, normal corto, esférico enfocado, laterolog, SP, densidad neutrón, compensado y de calibración.

Union Exploration (Fultz et al; 1990) usó motores de desplazamiento positivo y barrenas de 4 3/4 pg. para profundizar exitosamente un pozo de Lousiana de 5900 a 6100 metros para propósito de exploración.

Motores de diámetro reducido (Pittard et al; 1990) se usan rutinariamente para perforar diámetros pequeños entre 3 1/2 y 4 1/2 pg. en pozos horizontales de Austin Chalk y otras áreas.

1.3 VENTAJAS DEL EMPLEO DE ESTA TÉCNICA

El empleo de esta técnica se basa principalmente en dos aspectos:

1.3.1 Bajo Costo

Estos pozos tienen un costo considerablemente menor que el de los pozos convencionales debido a lo siguiente:

- 1) El equipo utilizado es más pequeño que el convencional, esto facilita su transportación y reduce tanto la inversión como sus costos de transporte y operación.
- 2) Los diámetros utilizados son pequeños, esto reduce los costos originales por fluidos, cemento, tubulares y demás materiales empleados.
- 3) El uso de tubería flexible y la reciente utilización de motores de fondo en combinación con barrenas de larga vida útil (PDC, TSD y diamante) en este tipo de pozos ha mejorado los ritmos de penetración reduciendo aún más los costos de perforación.

1.3.2 Obtención de Núcleos

La segunda razón importante es la ventaja de poder obtener núcleos en forma continua durante toda la perforación con un alto porcentaje de recuperación de los mismos. Esto es posible gracias a la combinación de la tecnología usada en la industria minera para evaluaciones geológicas y la tecnología de la industria petrolera.

En pozos exploratorios, permite obtener información geológica de toda la profundidad perforada. Esta toma continua de núcleos reduce los errores en comparación con las correlaciones dada la vasta información que de ellos se obtiene y permite comparar la evaluación sísmica previa a la perforación para mejorar la calidad de su interpretación.

1.3.3 Definición de un Pozo de Diámetro Reducido

Por los antecedentes antes mencionados el criterio comúnmente aceptado como pozo de diámetro reducido, es aquél pozo que inicia su perforación con un diámetro menor o igual a 8 1/2 pg. Sin embargo éste no es una limitante, ya que cuando se perfora un pozo a una profundidad mayor de los 4000 metros, es imposible empezar con una barrena de 8 1/2 pg. de diámetro. Por tanto, incluiremos un concepto más general el cual estipula como un pozo de diámetro reducido, a aquél que se perfora a cualquier profundidad y cuya relación de diámetros entre la herramienta (sarta de trabajo) y la pared del agujero es mucho menor que la existente al perforar con técnica convencional a esa misma profundidad.

1.4 APLICACIONES DE ESTA TÉCNICA

1.4.1 Pozos Exploratorios (Perforación y Terminación)

Compañías exploratorias de hidrocarburos han tomado gran interés en la perforación y terminación de pozos de diámetro reducido como la aplicada por la industria minera para obtener núcleos.

Inicialmente esta técnica fue aplicada para la recuperación de núcleos del pozo. Esta técnica es un método atractivo en la exploración porque un pozo puede

típicamente ser perforado con un ahorro del 30 al 40% con respecto a un pozo convencional. Este ahorro se incrementa con la dificultad de acceso a la localización, debido al costo por transporte.

Durante la perforación de pozos exploratorios, al emplear técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido, es usual iniciar con barrenas de 8 3/8 pg. o menores para que sean ampliados posteriormente si el pozo resulta productivo. Esta técnica resulta muy económica debido al uso de equipos pequeños, poca área de localización, herramientas de trabajo de bajo costo tales como la tubería de perforación, barrenas y poco volumen de fluidos de perforación. Sin embargo, existe una limitante muy importante como es la potencia del equipo, la cual puede restringir la profundidad alcanzada en la perforación, más aún si la profundidad objetivo se encuentra por debajo de los 4,000 metros.

La mejor aplicación de esta técnica es en la extracción de núcleos en forma continua de donde se obtiene mayor información de las capas atravesadas durante la perforación. En tanto que la hidráulica se ve grandemente afectada debido a la reducción del espacio anular, por lo que el comportamiento de flujo no se ajusta a ninguno de los modelos reológicos conocidos ya que el fluido se mueve en flujo turbulento.

La técnica de perforación de pozos de diámetro reducido debe perfeccionarse a fin de:

- Tener un mejor control y seguridad durante las operaciones, incluyendo el sistema de detección de posibles brotes.
- Desarrollo de herramientas especiales que permitan realizar cualquier tipo de operación a fin de obtener mayor información de las capas de formación cortadas para evaluar apropiadamente el yacimiento de interés, mejorando a la vez la información geológica, contenido de fluidos e ingeniería de exploración.

La terminación en estos tipos de pozos debe hacerse con mucho cuidado seleccionando adecuadamente el equipo de cementación y herramientas. Asimismo, debe hacerse un buen diseño de la lechada de cemento de la tubería que deberá cementarse.

Generalmente la terminación de estos tipos de pozos queda en agujero descubierto debido a que el grado de dificultad de correr una tubería de revestimiento se incrementa en función de la profundidad, ya que el espacio anular (agujero-TR) es muy reducido y se puede incurrir fácilmente en problemas de fracturamiento de la formación provocando una pérdida de lechada de cemento, una mala cementación o hasta problemas de descontrol del pozo.

Cuando se desea hacer una terminación con tubería de revestimiento cementada, es recomendable ampliar el agujero en las últimas etapas del pozo con objeto de optimizar las operaciones de cementación, corrida de registros, hacer terminaciones selectivas y dejar el pozo con otras opciones de intervención a futuro.

1.4.2 Pozos de Desarrollo

En el desarrollo de la perforación en un campo conocido se pueden aplicar diferentes técnicas de perforación o una combinación de las mismas (rotatorio, con tubería flexible, tubería flexible/motor de fondo, motor de fondo/rotatorio). En esta etapa de la perforación de diámetro reducido, cuando se hace con buena planeación, se obtienen ahorros mayores del 40% con respecto a un pozo convencional. Esto se debe a que las características de las formaciones atravesadas durante la exploración son ya conocidas, así como del comportamiento del yacimiento o yacimientos a explotar.

Los procedimientos tales como diseño de TR's, tipo de fluido de perforación, hidráulica de la perforación, selección de tipos de barrenas, diseños de sargas de perforación, diseño de aparejos de fondo, empleo de equipos y herramientas especiales para la toma de registros geofísicos, etc; pueden ser mejorados mediante un sistema que permita hacer adecuaciones de las técnicas de perforación, a fin de incrementar la eficiencia en las operaciones de perforación, terminación o reparación de pozos.

Al desarrollar un campo usualmente se inician con un diámetro óptimo a fin de evitar las ampliaciones, ya que éstas pueden provocar muchos problemas de pesca por fallas de la sarga de trabajo debido a que la relación diámetro de barrena - sarga de perforación es muy grande y la torsión se incrementa bruscamente. Como caso extremo, puede requerir una adaptación o cambio del

equipo a falta de potencia, los cuales traen como consecuencia el incremento en el costo total de la perforación.

Así por ejemplo, con la aplicación de esta técnica se han tenido que desarrollar e implementar paralelamente algunos equipos y herramientas especiales para mejorar el rendimiento en las operaciones. Entre ellos están:

- Motores más potentes y confiables
- Herramientas de orientación para la perforación direccional
- Barrenas de alto rendimiento y de alta velocidad (PDC y TSD)
- Registros para toma en diámetro reducido
- Sistema de medición continuo (MWD)
- Tubería flexible de mayor longitud
- Nuevas técnicas para el control de brotes

1.4.3 Reparación de Pozos (Profundización, Desviación, Terminaciones Múltiples)

Las técnicas de profundización se han extendido en todo el mundo partiendo de pozos existentes. Con la aplicación de la perforación de agujeros de diámetro reducido, la profundización de pozos resulta atractivo puesto que se obtiene un ahorro del 35 al 40% con respecto al costo de la perforación convencional.

En la Costa del Golfo, los motores de fondo para agujeros reducidos recientemente usados en la perforación de pozos desviados a 6,500 metros de profundidad, empleando un lodo a base de hematita abrasiva de 2.28 g/cm³ (19 lb/gal) de densidad, demostraron que las herramientas de fondo empleadas fueron eficientes.

En otras aplicaciones comunes, está el uso de herramientas para agujeros de diámetro reducido tales como la tubería flexible para rebajar cemento y profundizar pozos existentes. Varias compañías han desarrollado sistemas de perforación con tubería flexible en pozos horizontales, uno de los cuales fue probado en Austin Chalk por Oryx Energy Co.

La terminación puede ser sencilla, doble o triple. Para las terminaciones sencillas y dobles la tubería de producción se cementa, a lo que se le ha dado el nombre de "terminación sin tubería". En la terminación doble se utilizan sartas concéntricas cementadas entre sí. Mientras que en las terminaciones triples se tienen tres tuberías paralelas cementadas igualmente.

1.4.4 Pozos con Ramificaciones, Perforación y Terminación en Intervalos Selectivos

La técnica aplicada a la perforación de pozos desviados a partir de uno vertical se ha extendido en todo el mundo. Esta se debe principalmente al abatimiento en los costos al aprovechar la misma infraestructura (plataforma) si es en el mar, en tanto que si es en tierra se aprovecha la misma localización y equipo.

En la perforación de pozos de diámetro reducido, también es factible la aplicación de la técnica de perforación de varios pozos a través de un pozo vertical, Figura 1. Esta técnica ofrece varias ventajas, sobre todo cuando se requiere explotar yacimientos heterogéneos, es decir, cuando existen capas de rocas almacenadoras de hidrocarburos incomunicados (lentes) los cuales son difíciles de explotar con un solo pozo.

Otra de las aplicaciones de esta técnica, es cuando se explotan intervalos localizados a diferentes profundidades, yacimientos de difícil acceso o para intersectar pozos descontrolados.

Aun cuando es factible la perforación de pozos de diámetro reducido a partir de un pozo vertical o desviado, existen limitaciones que pueden ocasionar inconvenientes si no se hace un estudio adecuado de las características del equipo y herramientas a emplear. Por ejemplo, es mucho más difícil abrir una ventana a partir de un pozo cementado que desviar un pozo en agujero descubierto. Por tanto, las herramientas de corte deberán ser bien utilizadas.

Por lo anterior, es importante hacer un buen diseño tanto de la TR como de la distribución de los pozos que nacen de uno solo.

Las terminaciones de estos tipos de pozos prácticamente obedecen a los mismos criterios de los ya mencionados como son: agujero descubierto y TR's cortas ranuradas principalmente, aun cuando se pueden aplicar otras terminaciones con sus propias desventajas operativas.

Ventajas:

- Menor inversión inicial
- Los yacimientos pequeños pueden explotarse a menor gasto de producción
- Reterminación de pozos existentes
- Terminaciones múltiples
- Reducción en los costos de reparación
- Menor costo de recuperación secundaria
- Disponibilidad de equipo

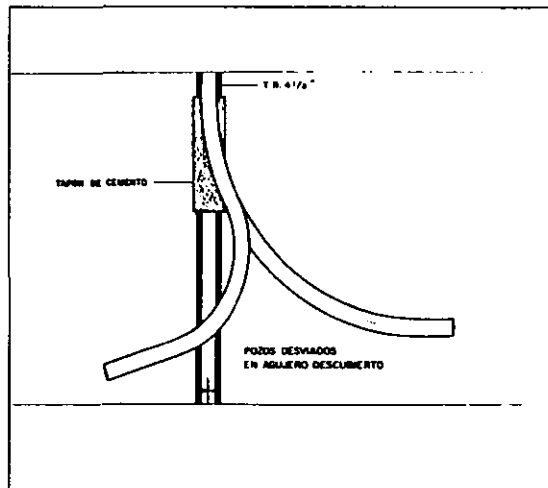


Figura 1. Perforación con Ramificación.

Desventajas:

- Restricción de la producción

- Corrosión de la tubería de producción
- No se puede efectuar fracturamiento con gasto alto
- No puede profundizarse debajo de la TR cementada
- No se puede utilizar tubería lavadora debido al pequeño claro radial entre la tuberías
- Trabajos de cementación difíciles cuando se tienen terminaciones múltiples
- Difícil el uso de tubería macarrón
- Problemas con presencia de arena

1.4.5 Agujeros de Diámetro Reducido en Perforación Horizontal

La técnica de perforación horizontal resulta ser económica cuando la producción se incrementa notablemente con respecto a un pozo vertical, más aun si se aplica a la perforación con diámetro reducido obteniéndose substancialmente un abatimiento en los costos totales de la perforación de un pozo.

Bec Drill usa un ensamble de perforación para agujeros de diámetro reducido el cual consiste de un aparejo de tubería de producción, para continuar la siguiente etapa del pozo una vez cementado el último intervalo, donde se ha cementado empleando tuberías no comunes (pudiendo ser tubería de producción).

El radio de curvatura de la vertical a la horizontal, el tamaño de agujero, el diámetro de la tubería de perforación, los esfuerzos por fricción y arrastre, son aspectos muy importantes que deben tomarse en cuenta durante la perforación de la sección curva y horizontal del pozo. Asimismo, debe considerarse el ritmo de incremento de la curva para reducir al mínimo los esfuerzos por fricción y arrastre entre la pared del pozo y la tubería, de tal manera que permita desarrollar mayores longitudes de intervalo horizontal. Cuando estos pozos son perforados con aire, presentan mayores problemas por fricción que al emplear lodos comunes. Estos últimos, si se les adiciona aditivos (reductores de fricción) tendrán mayor rendimiento.

La perforación de agujeros de diámetro reducido es menos común que los convencionales debido al uso de herramientas especiales, equipos, tuberías de revestimiento pequeñas; así como el empleo de poco volumen de fluidos. Una de

las razones de la aplicación de esta técnica de agujeros de diámetro reducido es el abatimiento del costo de la perforación, por lo que se debe tener amplio conocimiento para una mejor aplicación del método en la perforación de pozos horizontales, aun cuando se sabe la limitación por las tuberías de revestimiento de explotación y producción.

El pandeo de la tubería es controlado por el diámetro del agujero, las dimensiones de la tubería y de las juntas, así como de la fuerza neta requerida durante los movimientos de la sarta por efectos de fricción y arrastre. Al incrementar el diámetro de las juntas se reduce el problema de pandeo. Sin embargo, se puede incurrir en otro problema debido a la reducción del claro radial, sacrificando la apropiada circulación de los fluidos, en la cual se pueden llegar hasta un punto crítico (falta de limpieza del agujero o fracturamiento de la formación), cuando se hacen movimientos de tuberías simultáneamente con la circulación.

En la perforación de pozos horizontales, la sarta trabaja comúnmente a compresión, al empujar la herramienta al fondo del agujero en la sección horizontal. La compresión va acompañada por el pandeo de la tubería, lo cual limita las operaciones al emplear este sistema de perforación de diámetro reducido en pozos horizontales. Entre las limitantes se tienen:

- Limitación al perforar con motor de fondo, debido a la tendencia a la desviación del aparejo de fondo.
- Limitación de perforar con motor de fondo y rotaria simultáneamente como cuando se emplea tubería convencional.
- Limite en el empleo de barrenas de diamantes (PDC y TSD), debido a que requieren altas velocidades de rotación.
- Aparejos de fondo de diámetro reducido.
- La capacidad del equipo.
- Límite en la profundización.
- El empleo de motores de fondo menores de 2 3/8 pg.
- La aplicación de peso sobre la barrena.

El aparejo de fondo consta de cinco componentes principales Figura 2:

1. Barrena de alta velocidad de rotación (para abrir ventana o profundizar)
2. Motor de fondo de alto rendimiento

3. Elementos de navegación (sustituto curvo, caja curva, tubería de diámetro pequeño)
4. Sistema de medición continuo (MWD)
5. Lastrabarreras antimagnéticos

En perforación de pozos horizontales de diámetro reducido, no sólo se presentan problemas de torque y arrastre en la sección horizontal, sino también problemas de pérdidas de circulación durante los movimientos de sartas, la cual puede complicar su control al bombear cualquier material obturante a través del aparejo de fondo (motor, MWD). Por lo que se recomienda, si es posible, perforar mediante columnas desbalanceadas sin arriesgar la seguridad del pozo. Por otro lado, debe cuidarse el comportamiento del flujo de los fluidos de perforación a fin de que éstos trabajen en óptimas condiciones para obtener una buena limpieza del pozo a través de flujos turbulentos, aunque éste también puede acarrear problemas de erosión de las paredes del agujero ocasionando irregularidades en el diámetro del pozo.

Los métodos más usuales en la perforación de pozos horizontales con diámetro reducido son los de radio medio y largo, los cuales permiten obtener ritmos de penetración altos. En tanto que la terminación en estos pozos es comúnmente en agujero descubierto o con TR corta ranurada, sobre todo si la formación productora es caliza fracturada (formación dura y estable).

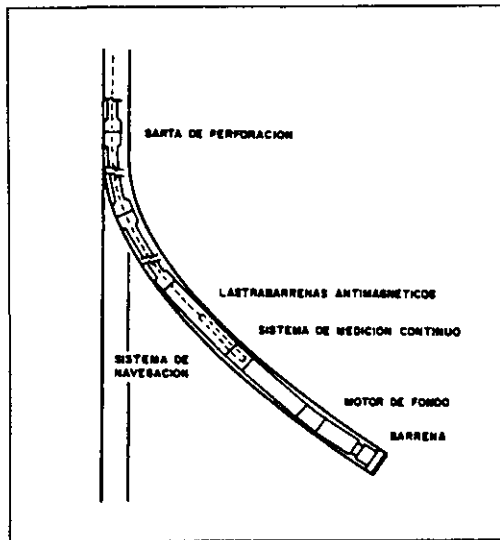


Figura 2. Ensemble de Fondo para Pozos Direccionales y Horizontales.

CAPÍTULO 2

TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

2.1 PERFORACIÓN ROTATORIA

Actualmente existen tres tipos diferentes de sistemas de aplicación para la perforación con diámetro reducido: sistema rotatorio, sistema con motor de fondo y sistema de núcleo continuo. Aunque en algunas ocasiones estas técnicas se combinan para optimar los resultados de avance logrando con esto abatir los costos desde un 40 al 70 % de las operaciones. Este ahorro se debe principalmente al empleo de equipos más pequeños, ritmos de penetración altos, tuberías de revestimiento de bajo costo, entre otros, los cuales ofrecen diferentes ventajas y desventajas.

2.2 SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIA

Este sistema prácticamente es el mismo que el empleado al perforar un pozo convencional, 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 velocidades altas de rotación con ritmos de perforación de 6 metros por hora.

Cuando se aplican en pozos exploratorios estos sistemas, se puede iniciar con una barrena de diámetro muy pequeño hasta llegar a la zona objetivo, donde se recupera un núcleo, a 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 y cementarse a un diámetro mayor según sea la necesidad de la política de explotación del pozo, incluyendo los diseños de sistemas de producción (bombeo mecánico, electrocentrífugo o inyección de gas), así como de intervenciones futuras del pozo.

Ventajas:

- Equipo más pequeño y fácil de transportar
- Permite ampliar el agujero aprovechando las mismas instalaciones
- Inversión inicial baja
- Permite combinar sistemas de perforación con motor de fondo
- Permite extraer muestras según las necesidades

Desventajas:

- Limitación en la profundidad
- Limitación en el empleo de herramientas sujetos a grandes esfuerzos en operaciones especiales
- Incremento en el riesgo de control del pozo durante la perforación en yacimientos geopresionados y de gas
- Limitación en los esfuerzos de torsión aplicado a la sarta de trabajo

2.3 PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN

La planeación de la perforación para un pozo petrolero convencional resulta ser uno de los aspectos importantes dentro de la ingeniería petrolera, ya que de ello dependerá la oportuna toma de decisión para invertir o no en esta actividad. La planeación se torna más compleja en la perforación de pozos de diámetro reducido, debido a que los riesgos por seguridad del pozo se incrementan durante las operaciones. La planeación requiere de una integración global de los principios de ingeniería de yacimientos y producción, así como la conducta y experiencia del personal, de la política de la empresa, etc., ya que de estos dependerá el éxito de la perforación.

La práctica de la planeación tiene como objetivo primordial el de minimizar los costos de operación dentro de los límites de seguridad del pozo y del personal. Asimismo, debe tenerse en cuenta durante la planeación que la perforación resulte exitosa con una producción esperada, de tal manera que sea rentable para la empresa que decida invertir en esta actividad.

Para hacer una buena planeación, es necesario saber a que tipo de pozo será aplicado, así por ejemplo; para un pozo exploratorio la planeación que se

realiza es ligeramente más costosa en su fase operativa que para un pozo de desarrollo. Este proceso de planeación resulta más difícil cuando se perforan pozos profundos, altamente desviados u horizontales, ya que se debe considerar una gama de información tales como características del yacimiento, propiedades petrofísicas de las formaciones a perforar, detección de presiones anormales, programas de asentamiento y cementación de tuberías de revestimiento, programas de fluidos de control y perforación, programas de barrenas, empleo de herramientas y equipos especiales, capacidad del equipo, localización del pozo, tipo de transporte y sistema de izaje, posibles intervenciones futuras, etc., los cuales pueden alterar los costos.

Por lo anterior y debido a que en pozos de diámetro reducido existen otros factores tales como, el control del pozo al realizar movimientos de tubería y estar circulando simultáneamente, empleos de aparejos de fondo con tubería flexible, barrenas de alto costo, la planeación para estos tipos de pozos se debe llevar a cabo para cumplir con éxito el objetivo de la perforación.

2.4 BARRENAS MÁS COMUNES EMPLEADAS EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

2.4.1 Barrenas de Diamante Policristalino Compacto (PDC)

Estas barrenas son de alto rendimiento, las cuales pueden alcanzar ritmos de penetración de 2 a 3 veces mayores en comparación con las barrenas tricónicas al inicio de su vida útil, aunque después cae drásticamente hasta igualar el de las barrenas tricónicas. La razón de esta declinación drástica en el rendimiento, se debe al incremento del área de soporte conforme el desgaste aumenta, generando de esta forma menores esfuerzos en la roca.

El rendimiento de la barrena PDC es extremadamente sensible a las propiedades de la formación y de las condiciones de operación.

Mediante pruebas en laboratorio se ha determinado que cuando se perfora con lodo a altas presiones de fondo (con barrenas tricónicas, de diamante o PDC gastadas) se presenta una declinación en la penetración a una velocidad de rotación menor de 600 rpm. Sin embargo, no hay ninguna disminución en la penetración por revolución con una barrena tricónica a bajas presiones de fondo, así como una barrena PDC nueva en cualquier presión de fondo. Asimismo, se ha

observado que las barrenas PDC afiladas, aun con lodos a altas presiones de fondo no perforan menos por revolución, mientras la velocidad de rotación se incrementa. Este hecho implica que las barrenas PDC con afilamiento perforan con un mecanismo diferente a las barrenas PDC sin afilamiento.

Garnier demostró que las barrenas (trícónicas, diamantes y PDC gastadas) que perforan mediante un mecanismo de trituración, generan suficiente polvo de roca propiciado un efecto de sujeción del recorte al fondo del pozo. Este fenómeno se vuelve crítico cuando la velocidad de rotación se incrementa y consecuentemente se ocasiona una deficiente limpieza del fondo del agujero. La presión diferencial en el fondo no es relevante. A bajas presiones de fondo los recortes son levantados con mayor facilidad. Así, se obtiene una penetración más constante por revolución, aunque la velocidad de rotación se incremente. Con agua salada como fluido de perforación, la presión se iguala parcialmente y se observa un ligero decremento en la penetración por revolución, pero no tanto como cuando se emplea lodo de perforación. Las barrenas PDC nuevas remueven mecánicamente los recortes favoreciendo la hidráulica en la barrena para limpiar el fondo del agujero. En consecuencia, la penetración por revolución no disminuye cuando se incrementa la velocidad de rotación o la presión de fondo.

Las barrenas PDC con el reborde de diamante perforan mediante dos mecanismos:

- La barrena PDC afilada crea un esfuerzo de contacto alto con la formación.
- Genera una limpieza mecánica en el fondo del agujero, por tanto no se encuentran tan afectadas por el tipo de lodo, hidráulica y velocidad de rotación.

La degradación térmica es muy importante en las últimas etapas de desgaste del cortador. Si la barrena ha sido bien diseñada, los modelos de degradación térmica mostrarán que las cargas requeridas para alcanzar una temperatura arriba del punto de degradación del diamante, difícilmente se alcanzan. Si no se tienen altas temperaturas, el cortador solo se desgasta por abrasión o impacto.

En 1985 Hough y Das investigaron las características de desgaste de las barrenas PDC para agujeros de diámetro reducido en un medio abrasivo. Los resultados de estos autores se basan en términos de velocidad de rotación, desgaste y características de falla. A diferencia de las tres fases clásicas de

desgaste (zona de desgaste inicial, zona de desgaste uniforme, y de desgaste rápido) de cortadores sencillos, se encuentran 4 fases para cortadores PDC:

- Fase I Zona de desgaste inicial
- Fase II Zona de desgaste del diamante
- Fase III Zona de desgaste del carburo
- Fase IV Zona de desgaste rápido

Fase I Zona de Desgaste Inicial

Esta zona es consistente con otros materiales de corte. Es posible que el desgaste inicial pueda reducirse con un pequeño acanalamiento, o redondeando la orilla del cortador a fin de incrementar las características de esfuerzo al impacto del cortador.

Fase II Zona de Desgaste del Diamante

El desgaste del diamante ocurre uniformemente alrededor de la circunferencia del cortador PDC, especialmente donde el cortador y la formación se encuentran en contacto.

Fase III Zona de Desgaste del Carburo

El desgaste del cementante se localiza con un máximo de entre 45 y 60° del ángulo de la cara. En la fase III el ritmo de desgaste se incrementa en términos de promedio del flanco. La forma cilíndrica de los cortadores PDC puede ser un factor contribuyente al incremento en el ritmo del desgaste. Recolocando el cortador PDC para dar un ángulo radial lateral, o incorporando un ángulo inclinado lateral, probablemente reducirá el desgaste en la fase III.

Fase IV Zona de Desgaste Rápido

Esta zona es característica para la mayoría de los procesos de corte. El comienzo de esta zona se acompaña simultáneamente de un rápido incremento en el torque y arrastre.

El conocimiento y definición de las dos regiones intermedias de desgaste, proporcionan grandes ventajas en el diseño de barrenas de diamante policristalino compacto en medios abrasivos.

Selección de Barrenas PDC

La selección adecuada de este tipo de barrenas constituye un punto clave para obtener un mejor rendimiento de las mismas reduciendo los costos totales de la perforación. En la perforación de pozos de diámetro reducido es común el uso de barrenas de diamante policristalino sintético y térmicamente estable.

La selección de barrenas requiere de la combinación de diferentes factores, tales como:

- Las condiciones geológicas de formación a perforar
- Tipo de fluido de perforación
- La resistencia de la roca para seleccionar el tamaño, densidad, ángulo de ataque y orientación de los cortadores así como perfil de la barrena
- Optimización (tanto de la hidráulica como de las condiciones de operación)

Las barrenas PDC han perforado exitosamente en formaciones de dureza suave a media, las cuales facilitan la acción de corte mediante cizallamiento. Estas formaciones experimentan una deformación plástica antes de la fractura, de manera que, es más sensible a cambios en la velocidad rotación que a cambios en el peso sobre barrena. Las litologías apropiadas para este tipo de barrenas son: lutitas, arcillas, calizas, anhidritas y margas. Los dos tipos de litología que causan problemas más frecuentemente son: lutitas deleznales e intercalaciones de areniscas.

Las barrenas PDC se han empleado en lodos base agua, base aceite y en diferentes variaciones de éstos con óptimos resultados. Se han elaborado muchos trabajos relacionados con lodos base aceite a fin de evitar la hidratación de las lutitas, para reducir el embolamiento de la barrena, favorecer el ritmo de penetración e incremento del intervalo perforado por cada barrena.

El rendimiento de las barrenas PDC es consistente comparado con las barrenas tricónicas al ser afectado por las propiedades del lodo. Un aumento en el

contenido de sólidos o en la densidad del lodo, disminuye el rendimiento de la barrena.

2.4.2 Barrenas de Diamante Térmicamente Estable (TSD)

Los cortadores TSD son térmicamente estables en una atmósfera inerte a temperaturas arriba de 1200°C, mientras que cortadores convencionales resisten 750°C.

- La estructura policristalina expone un cortador afilado, haciendo al TSD más agresivo y resistente al impacto que los diamantes naturales. Los cortadores TSD también cuentan con uniformidad dimensional, lo cual permite un rendimiento más consistente de la barrena.

Los diamantes naturales generalmente se rompen en formaciones fracturadas e inconsistentes. Las formaciones de calizas y areniscas son demasiado duras y abrasivas para barrenas PDC. Las barrenas TSD se han aplicado con motores de fondo a velocidades de 440 y 660 rpm con excelentes resultados en formaciones de lutitas, calizas y areniscas, donde barrenas de diamante natural y PDC han fallado.

Los TSD ofrecen varias ventajas sobre los diamantes naturales y PDC. Entre ellas se incluyen:

- La habilidad para colocar el diamante directamente dentro de la matriz (carburo de tungsteno) del cuerpo de la barrena.
- Una mayor resistencia de los diamantes policristalinos compactos al desgaste por abrasión
- Una mayor resistencia al desgaste por impacto que los diamantes naturales, excepto para diamantes naturales carbonados.
- Los TSD se desgastan irregularmente dejando extremos afilados, lo cual no sucede con los diamantes naturales.
- La fractura por impacto de los TSD de extremos de corte, mientras la falla catastrófica de los diamantes naturales no lo hacen.

- Los TSD se encuentran disponibles en varios tamaños y formas.

Así mismo, el empleo de barrenas TSD presenta las siguientes características:

- La combinación de barrenas TSD y motor de fondo ha dado reducciones significativas en los costos de perforación cuando se aplica a pozos de diámetro reducido.
- Las barrenas TSD pueden perforar calizas, areniscas, dolomitas y lutitas.
- El diseño de las barrenas TSD está cambiando y mejorando continuamente, por lo que cada día se tienen barrenas TSD que perforan más rápido y son más durables.

Barrenas TSD y Motores de Fondo

Las ventajas y desventajas de la combinación motor de fondo-barrenas de diamante policristalino y térmicamente estable se muestran a continuación:

Ventajas

- Ritmos de penetración más altos
- Reduce la amenaza de embolamiento
- Elimina el riesgo de pérdida de conos
- Minimiza el daño en la TR.
- Se requiere menos peso sobre la barrena

Desventajas

- Alto costo de las barrenas TSD
- Alto costo del motor de fondo
- Necesidad de mantener un flujo más alto de lo normal
- Mayor riesgo en problemas de rotura del motor

2.5 SELECCIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos aplicados a la perforación de pozos de diámetro reducido, son prácticamente los mismos que se utilizan en la perforación de pozos convencionales. Entre los más recomendables son los lodos a base de polímeros y

a base de salmueras libres de sólidos, aunque también se utilizan lodos a base de aceite cuando se está perforando con el sistema rotatorio sin motor de fondo en tanto que cuando se utiliza motor de fondo no son recomendables los fluidos a base de aceite debido a que dañan los elementos de sello (elastómeros) de los aparejos de motor de fondo (motor y MWD).

Los fluidos de perforación cumplen con las funciones siguientes:

- Mantener la presión del yacimiento (control del pozo)
- Mantener la estabilidad del agujero
- Levantar y acarrear los recortes del fondo hacia la superficie.
- Evitar daño a la formación
- Suministrar potencia al motor de fondo y a la barrena
- Mantener compatibilidad entre los fluidos y la roca de la formación
- No interferir en la resolución en cuanto a la respuesta de los registros geofísicos así como a los pulsos de los instrumentos de medición continua (MWD)
- Enfriar, lubricar y limpiar la barrena

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

Las propiedades que deben conservar los fluidos durante la perforación son:

- Viscosidad
- Densidad
- Tixotropía
- Contenido de sólidos
- Poder de filtración
- Estabilidad térmica
- Salinidad
- PH

Estas propiedades pueden afectarse seriamente cuando no se hace una buena selección del fluido, el cual estará definido en función de las características reológicas de las formaciones que serán atravesadas durante la perforación, así como por las condiciones de operación y su mantenimiento.

En la perforación de pozos de diámetro reducido los fluidos se someten a algunas variantes operativas con respecto a la perforación convencional, como son: las condiciones de presión y bombeo. Son ligeramente diferentes debido a la limitación de claros radiales por donde circulan los fluidos. Esta restricción que existe entre las paredes del agujero y la sarta de perforación, obligan al empleo de fluidos de baja viscosidad a fin de que fluyan minimizando las caídas de presión sin sacrificar la buena limpieza del fondo del agujero.

Uno de los problemas que se pueden presentar durante la perforación de pozos de diámetro reducido es la pérdida de circulación, misma que 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 de perforación.

Es recomendable atravesar los estratos en zonas de fracturas cavernas o formaciones débiles con columnas desbalanceadas, uso de fluidos aireados, espumas o aire, a fin de no arriesgar la seguridad y control del pozo y así poder llevar a cabo las operaciones de perforación y terminación del mismo.

Otro aspecto importante que se debe tomar 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 estas son muy sensibles a la humectación y sufren hinchamiento con facilidad al contacto con el agua (fluidos a base de agua) lo cual puede traer como consecuencia una reducción en el diámetro del agujero. Este fenómeno es crítico debido a que puede quedar atrapada la sarta de trabajo y si esto ocurre cuando se está empleando tubería flexible con motor de fondo se puede llegar hasta el abandono del pozo, ya que las operaciones de pesca en estas condiciones son sumamente difíciles debido a las limitaciones en las condiciones de operación de las herramientas de pesca.

Al perforar con motores de fondo bajo el sistema de medición continua (MWD), los fluidos con alto contenido de sólidos ocasionan un deterioro prematuro de los elementos de sello de estos equipos, por lo que se recomienda usar fluidos a base de polímeros, aún cuando suelen ser más caros que los fluidos comunes. Sin embargo; el costo se compensa al evitar viajes por cambios de aparejos de fondo (motor y MWD), los cuales pueden dañarse hasta quedar sin reparación ocasionando una mayor inversión en equipos y a la falta de estos, se puede perder el control en la dirección del pozo, cuyo resultado final sería no cumplir con el objetivo planeado de la perforación.

Asimismo, el empleo de fluidos a base de polímeros ayuda a realizar diversas operaciones como son: hacer movimientos verticales de la tubería y circular simultáneamente minimizando los riesgos de fracturar las formaciones, que ocasionarían pérdida de circulación, obligando a utilizar obturantes, mismos que no pueden ser circulados a través del equipo de fondo debido a su diseño y funcionamiento.

Por lo anterior, se concluye que para perforar pozos de diámetro reducido es conveniente el diseño y uso de un fluido que cumpla eficazmente las funciones primordiales, que sean económicos y que propicien la optimización de la perforación.

Como ejemplo del avance que se ha tenido en el estudio y aplicación de fluidos especiales para la perforación de pozos de diámetro reducido, se tiene el fluido catiónico, el cual debe de ser libre de sólidos y capaz de inhibir arcillas.

2.5.1 Aspectos Generales para el Diseño del Fluido Catiónico

El fluido debe ser libre de sólidos y tener la capacidad de inhibir las arcillas, para ello se ha diseñado un fluido a base de agua (salmuera) de baja densidad.

La toma de núcleos durante la perforación de pozos de diámetro reducido está ganando popularidad como una técnica de exploración debido a su gran potencialidad para obtener información, reducir los costos y minimizar el impacto ambiental, se han desarrollado sistemas para la obtención de núcleos en pozos de diámetro reducido. Empleando tecnología de la industria minera, se observó que debido a las diferencias en el tamaño del espacio anular y la velocidad de rotación entre un sistema de núcleo convencional y uno para pozos de diámetro reducido, es necesario emplear fluidos con propiedades adecuadas.

Baja Viscosidad

Debido a la reducción en el espacio anular la velocidad de flujo del fluido de perforación se incrementa para ayudar a la limpieza del agujero. El empleo de fluidos de perforación de alta viscosidad puede resultar en una excesiva densidad equivalente de circulación debido a la geometría del pozo.

Inhibición

En los pozos con espacio anular reducido, las paredes actúan como soporte para estabilizar la tubería cuando es rotada a altas velocidades. Si el agujero se agranda, la estabilidad se pierde y la tubería puede resonar en el agujero causando torques que generan fallas en la tubería de perforación. Por lo tanto, se requiere de un fluido que inhiba la formación evitando el lavado y la deformación de la geometría del pozo.

Control de Filtrado

El fluido de perforación debe tener baja pérdida de filtrado de líquidos para prevenir el incremento en el espesor del enjarre. Altas pérdidas de filtrado puede contribuir a pegaduras diferenciales.

Compatibilidad con las Muestras de Evaluación

El fluido de perforación no debe interferir en la toma de núcleos, cosa que no ocurre con los fluidos base aceite, debido a que alteran las características de la muestra, por lo que se recomienda el uso de fluidos base agua.

Salmueras

El cloruro de potasio (KCl) y el cloruro de calcio (CaCl_2) son sales comúnmente usadas en el campo como inhibidores de lutitas y para control de la densidad. Se observa que a menor concentración de KCl es mayor la inhibición. El CaCl_2 estabiliza a la lutita mediante el control de la actividad del agua y el KCl la estabiliza mediante el intercambio iónico dentro de las capas de arcilla ayudando a mantener la lutita unida.

Agentes Inhibidores Catiónicos

Los surfactantes cationicos son absorbidos por las arcillas bentoníticas permitiendo que la arcilla se disperse en un medio orgánico, este tratamiento previene a la arcilla de la dispersión en el agua. Se partió de la hipótesis de que si tales surfactantes se encontraban presentes en el fluido de perforación base agua, estos se podían adsorber en las superficies de la arcilla en el agujero y los recortes mientras estaban expuestos por la acción de la barrena; el agujero y los recortes expuestos serán resistentes a la dispersión en agua, esta hipótesis se probó

evaluando dos sales diaquil dimetil, cuaternario amonio que son similares a las empleadas en la producción de bentonitas organofílicas.

La propiedad de estas sales para inhibir la lutita pareció ser obstruida por su solubilidad limitada en el agua, esta observación condujo a la prueba de sales de amonio cuaternario que contienen sólo un grupo alquil y son más solubles en agua; los resultados mostraron que la cadena más corta (Quat A) da la más alta recuperación.

Los fluidos de perforación formulados contienen 10% de KCl y 0.4% de Quat A. Estos fluidos generan grandes cantidades de espuma durante el mezclado y la agitación. El problema de la generación de espuma es tan severo que, despreciando las propiedades de inhibición de la lutita, ninguno de los tres quats es adecuado para usarse en perforación.

Se examinaron los polímeros con bajo peso molecular que tienen funcionalidad catiónica similar a los surfactantes evaluados para determinar si los polímeros exhibían las características de inhibición de los surfactantes sin problemas de espuma; observándose que ninguno de estos polímeros presentó la generación de espuma.

2.5.2 Fluidos de Perforación

Una vez que se ha encontrado la combinación deseada de KCl y el polímero catiónico, el siguiente paso es determinar la elaboración de un fluido de perforación útil en el campo. La mayoría de los viscosificantes y aditivos utilizados para el control de la pérdida de fluidos (bentonita, goma xantana, 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.

Después de diversas pruebas se encontró que un viscosificante no iónico comúnmente disponible, que es el hidroxietil celulosa (HEC), 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 son

satisfactorios. Basado en los resultados antes citados se elaboraron los fluidos de perforación con polímeros catiónicos en una base de salmuera (CBF). Las propiedades y composiciones de este fluido se presentan en la Tabla 1.

Densidad del Fluido de Perforación CBF

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

Mantenimiento de Fluidos CBF

Una guía para el mantenimiento de fluidos se presenta en la Tabla 2. Esta guía permite que todas las propiedades del fluido se mantengan dentro de sus valores adecuados a partir de pruebas de campo. Ya que el hidroxietil celulosa almidón polímero catiónico y el cloruro de potasio trabajan independientemente, cada aditivo puede adicionarse para ajustarse al valor deseado.

Durante el empleo del fluido de perforación CBF en campo se han observado las características principales siguientes:

- El sistema CBF es inhibidor, pero no tanto como los fluidos base aceite.
- El sistema CBF se mantiene fácilmente en las propiedades deseadas.

2.6 DISEÑO DE SARTAS PARA PERFORACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Las sartas empleadas en la perforación de pozos de diámetro reducido son similares a las utilizadas en la perforación convencional, sobre todo cuando se utiliza un equipo rotatorio. Sin embargo, existen modificaciones en cuanto al orden de ensamblado al utilizar la tubería flexible con motor de fondo. En este arreglo el motor es el medio de transmisión de rotación a la barrena, en algunas ocasiones en el ensamble se intercalan tramos de tubería de menor diámetro al de la tubería de perforación pero mayor al de la tubería flexible (generalmente tubería de producción) entre el motor y la barrena.

TABLA 1. FORMULACIÓN Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CBF.

COMPONENTES	CBF	CBF VISCOSIFICADO	CBF DENSIFICADO
Polímero catiónico A, lbm/bl	1.5	1.5	1.5
Almidón pregelatinizado, lbm/bbl	2	2	2
Hidroxietil celulosa, lbm/bl	0	1	1
KCl, lbm/bbl	38.1	38.1	22.1
CaCl ₂ , lbm/bbl	0	0	107
Vp, cp	1	10	11
PC, lbf/100pie ²	1	5	6
Gel a 10 seg, lbf/100pie ²	0	1	1
Gel a 10 min, lbf/100pie ²	0	1	1
Pérdida de fluido API, ml	13	12	10
Densidad, lbm/gal	8.9	8.9	10.5

TABLA 2. GUÍA DE MANTENIMIENTO PARA EL SISTEMA DE FLUIDOS CBF.

PROPIEDADES DEL FLUIDO	MEDIDO POR	RANGO DESEADO	CONTROLADO POR
Reología	Viscosímetro FANN	Como sea necesario	HEC
Pérdida de fluido	Procedimiento API	3-15 ml	Almidón pregelatinizado
Concentración de polímero catiónico	Prueba Amoco Bead	1-2 lb/bbl	Polímero catiónico
Concentración de ión	Ión electrodo	9-11%	KCl
Cloruro de potasio	Selectivo	(51000-63000 mg/lt)	

Las sarts de perforación tienen las funciones siguientes:

- Conducir el fluido de perforación como medio de circulación para accionar el motor de fondo y suministrar potencia a la barrena
- Dar movimiento de rotación a la barrena
- Realizar movimientos de introducción y recuperación de barrenas
- Proveer estabilidad a los ensambles de fondo minimizando las vibraciones

- Realizar viajes con herramientas especiales, así como corridas y toma de registros
- Realizar operaciones para el control del pozo

Los tipos de sartas de perforación comúnmente utilizadas son de dos clases, Tabla 2a, de tipo péndulo y tipo rígido. Estos generalmente se presentan de acuerdo al pozo a perforar (direccional o vertical) y depende de la técnica por aplicar:

TABLA 2A. TIPOS DE SARTAS DE PERFORACIÓN.

ROTATORIO	ROTATORIO CON MOTOR DE FONDO	TUBERÍA FLEXIBLE Y MOTOR DE FONDO
Tubería de perforación	Tubería de perforación	Tubería flexible
Tubería extrapesada	Tubería extrapesada	Combinaciones
Lastrabarrenas	Lastrabarrenas normales	Tubería delgada (tubing)
Estabilizadores	Lastrabarrenas antimagnéticos	Barrena
Escariadores	Estabilizadores	Sustitutos o cajas curvos
Sustitutos cortos y combinaciones	Escariadores	MWD y motor de fondo
Barrena	Sustitutos y/o Cajas curvos	Estabilizadores
	MWD y motor de fondo	
	Barrena	

El diseño de las sartas de perforación se fundamenta en criterios similares a los de tuberías de revestimiento con ligeras modificaciones en el proceso de selección de los lastrabarrenas, estabilizadores y otros elementos de fondo al perforar pozos verticales, horizontales o con tubería flexible.

Entre los principales factores que deben considerarse en el diseño de una sarta de perforación destacan los siguientes:

- Efecto de flotación
- Relación y cambio de diámetros
- Resistencia al colapso
- Resistencia a la presión interna
- Resistencia a la tensión
- Resistencia al efecto de pandeo
- Factor de seguridad a la tensión máxima
- Resistencia al colapso al colgarse en las cuñas

El efecto de flotación se debe a que el peso de la tubería de perforación varía al estar sumergida en un fluido, el cual es diferente a su peso cuando se encuentra en el aire y este se calcula con la ecuación siguiente:

$$Ff = 1 - (\rho_L / 7.86) \quad (2.1)$$

Donde:

Ff, factor de flotación [adim]

ρ_L , densidad del lodo [g/cm³]

densidad del acero = 7.86 [g/cm³]

La longitud de los lastrabarrenas necesarios para aplicar el peso a la barrena se calcula con la siguiente fórmula:

$$L = PSBr / Ff P_{LB(aire)} \quad (2.2)$$

Donde:

PSBr, peso requerido sobre la barrena [kg]

Ff, es el factor de flotación, adim

$P_{LB(aire)}$, peso de los lastrabarrenas en el aire [kg/m]

L, longitud de lastrabarrenas necesario
para aplicar el PSB deseado [m]

2.6.1 Efecto de la Relación por Cambio de Diámetro

La sarta de perforación se somete a 2 tipos de esfuerzos verticales debido al fluido de perforación, uno ascendente que actúa sobre el área expuesta a la compresión del fluido (flotación de la tubería), y otro descendente que actúa sobre

la diferencia del área expuesta al cambio de diámetro de la sarta (soportando el fluido).

Cuando se tienen sargas invertidas o sargas que no obedecen a un arreglo como el indicado en la Figura 3, las fuerzas actúan bajo el mismo principio hacia abajo o hacia arriba en cada cambio de diámetro. Estas fuerzas estarán en función de la densidad del fluido y del peso unitario de la tubería en cuestión (lastrabarrenas, tubo de perforación, tubo de producción o tubería flexible).

2.6.2 Diseño al Colapso

La resistencia al colapso es la capacidad que tiene la tubería para soportar cargas externas sin experimentar falla alguna, siendo más crítica cuando la tubería esta totalmente vacía y es función de:

- Las características del acero
- La tensión o compresión axial
- La relación existente entre el diámetro y el espesor de la tubería

Generalmente la sarta de perforación se diseña con un factor de seguridad al colapso de: 1.3.

2.6.3 Efecto a la Tensión

Las cargas a la tensión se evalúan una vez establecidos los pesos, grados y longitud seleccionados en función al colapso que soportará la tubería. El efecto de flotación se incluye en esta evaluación debido a esfuerzos biaxiales que pueden alterar las propiedades al colapso. Aún cuando la sarta debe diseñarse bajo el método de carga máxima, es importante el efecto de flotación.

A los resultados del diseño por tensión se consideran además 3 efectos diferentes: margen por jalón, factor de diseño y factor de seguridad al estar colgada la tubería en las cuñas, Figura 4.

El jalón (efecto de tensión), es un factor aplicado a la carga de tensión y cuyo valor varía de 50,000 a 150,000 lb. En tanto el factor de diseño se toma como 1.3.

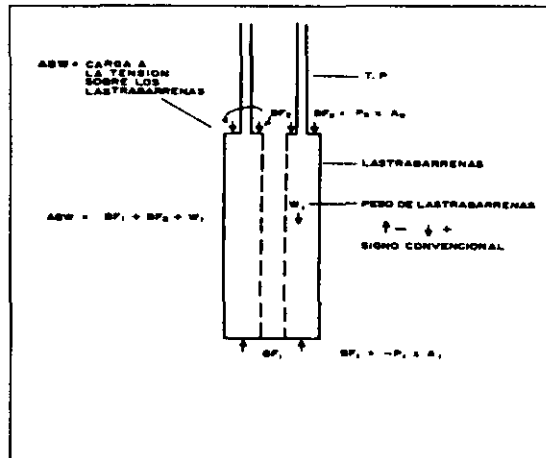


Figura. 3 Línea de Fuerzas Actuando.

2.6.4 Efecto de Daño por Cuñas

La tubería puede colapsarse más fácilmente en la parte donde actúan las cuñas al estar esta colgada. Por esto se establece una relación de cálculo basada en la relación entre el esfuerzo tangencial S_H y el esfuerzo de tensión de la tubería S_T . Tomando en cuenta el área de la tubería se puede aplicar la ecuación:

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{d_e k}{2L_s} + \left(\frac{d_e k}{2L_s} \right)^2 \right]^{0.5} \quad (2.3)$$

Donde:

S_H , esfuerzo tangencial, [psi]

S_T , esfuerzo a la tensión, [psi]

D_e , diámetro exterior de la tubería, [pg]

k , factor de carga lateral sobre las cuñas, [1/tang(y+z)]

y , inclinación de la parte inferior de las cuñas usualmente se toma como 9°27'45"

z , arctang μ

μ , coeficiente de fricción [$\cong 0.08$]

L_s , longitud de agarre de las cuñas [pg] generalmente entre 12 y 16 pg

La línea de diseño a la tensión está dada por la fórmula:

$$T_s = T_L (S_H / S_T) \quad (2.4)$$

donde:

T_s , tensión modificada por acción de las cuñas [lb]

T_L , línea de carga a la tensión [lb]

S_H / S_T , relación de esfuerzos tangencial y de tensión

Una vez seleccionada la tubería por colapso, se evalúa por tensión. La carga a la tensión no debe exceder del 90% al esfuerzo de cedencia mínimo para evitar fallas en la tubería.

$$T_a \leq 0.9 T_y \quad (2.5)$$

donde:

T_a , tensión aplicada [lb]

T_y , mínimo esfuerzo de cedencia [lb]

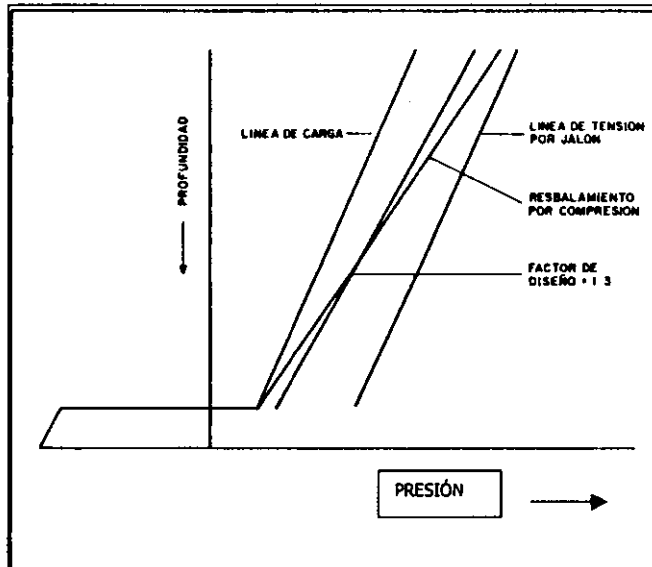


Figura 4. Línea de Carga a la Tensión con Tres Consideraciones de Factor de Diseño.

Si bajo esta consideración es necesario una tubería de mayor peso o longitud, se debe de seleccionar una de mayor resistencia para ajustar el diseño a la tensión de trabajo. En tanto que los coples seleccionados en la línea de tensión se pueden elegir en tablas que los fabricantes proporcionan para este fin.

2.6.5 Presión Interna

Para esta consideración, el diseño se realiza en función del lodo contenido en el pozo para determinar la línea de carga y de respaldo. Además, la línea de carga para la presión interna es afectada por la presión superficial aplicado al circular el fluido de control, Figura 5.

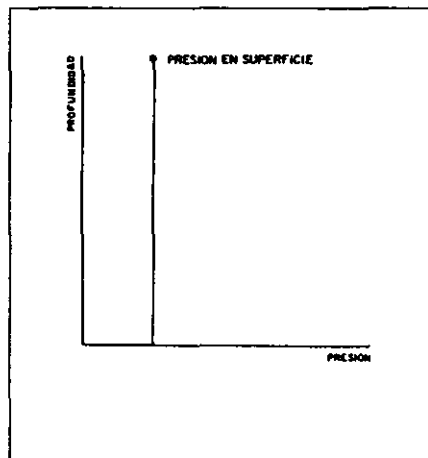


Figura 5. Presión vs Profundidad.

2.6.6 Efecto por Pandeo debido a la Curvatura del Pozo

El tipo más común de falla de la sarta de perforación es por fatiga debido al desgaste que ésta sufre al estar en continuo contacto con las paredes del agujero, siendo este desgaste más severo cuando se presentan patas de perro en el pozo, en la cual la carga por tensión es mucho mayor que un pozo totalmente vertical.

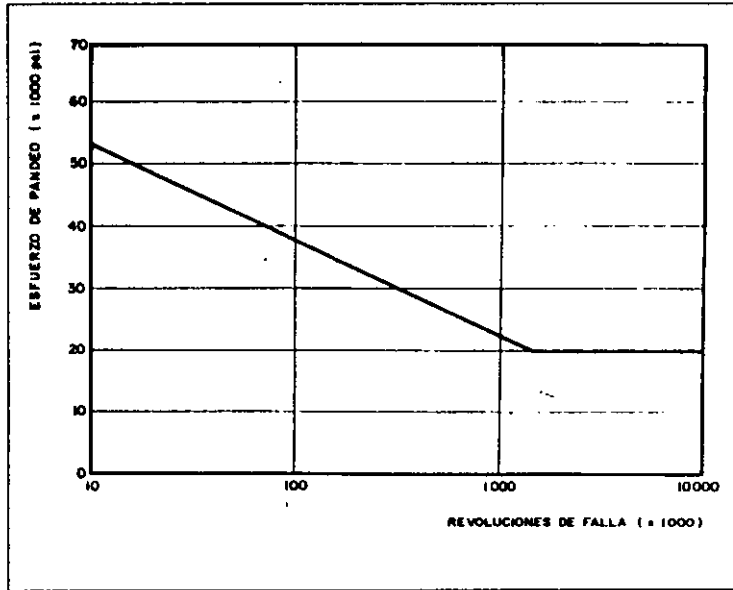


Figura 6. Gráfica para Tubería de Acero.

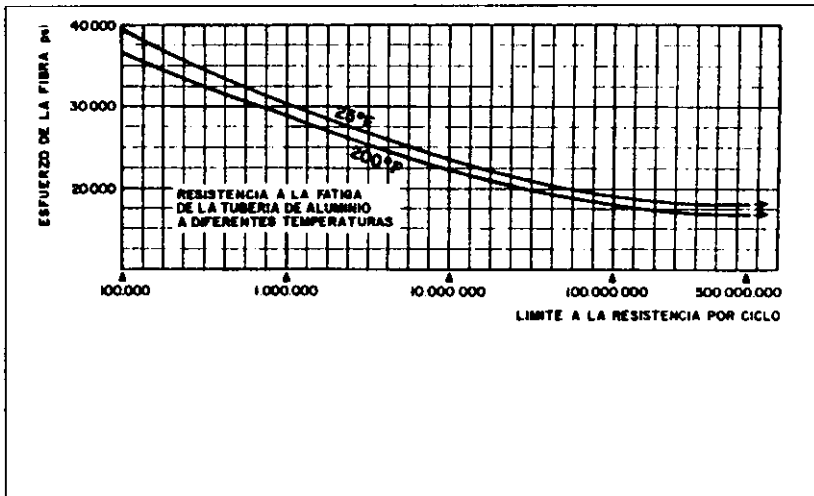


Figura 7. Gráfica para Tubería de Aluminio 20-14-T₆.

Además, este efecto se incrementa cuando hay rotación de la sarta, sometiendo a la tubería a un cambio periódico de esfuerzos laterales, observándose estos cambios en rango de 50,000 a -20,000 lb por revolución.

La máxima curvatura del pozo o severidad de la pata de perro a la que puede estar sometida la tubería, antes de experimentar daño, se calcula con las fórmulas siguientes:

$$c = \frac{432,000}{\Pi} \frac{\sigma_b}{E d_e} \frac{\tanh(KL)}{KL} \quad (2.6)$$

donde:

$$K = \left(\frac{T_c}{EI} \right)^{1/2} \quad (2.7)$$

$$\sigma_b = \frac{E d_e C_o}{2} \quad (2.8)$$

c	= máxima curvatura del pozo	[°/100 pies]
E	= módulo de Young	[psi]
d _e	= diámetro exterior de la tubería	[pg]
L	= longitud a la mitad de un tramo de tubería	[pg]
T _c	= esfuerzo a la tensión en la parte baja de la curva de la tubería	[lb]
σ _b	= máximo esfuerzo permisible por pandeo	[psi]
I	= momento de inercia de la tubería	[π/64(d _e ⁴ - d _i ⁴)]
C _o	= curvatura máxima a la que puede estar sujeta la tubería sin dañarse	[radianes/pg]

La relación entre la curvatura del agujero y la curvatura máxima a la que puede estar la tubería se obtiene mediante la ecuación:

$$C_o = c(KL) \quad (2.9)$$

donde:

c = curvatura del agujero [radianes/pg]
 L = longitud a la mitad de un tramo de tubería [pg]

El máximo esfuerzo por pandeo permisible de la tubería está en función del grado de la misma. Así por ejemplo, para una tubería grado E se tiene:

$$\sigma_b = 19,500 - 10/67 \sigma_t - 0.6/(670)^2 (\sigma_t - 33,500)^2$$

y para una de grado S-135 se tiene:

$$\sigma_b = 20,000(1 - \sigma_t / 145,000)$$

$$\sigma_t = T_t / A \quad (2.10)$$

donde:

σ_t = carga de esfuerzo por tensión [psi]
 T_t = carga de tensión a la que está sometida la tubería [lb]
 A = área de sección transversal de la tubería [pg²]

Las Figuras 6 y 7, muestran los esfuerzos por pandeo afectado por un factor de corrección y las revoluciones por minuto (rpm), a la cual puede fallar la tubería por desgaste debido a las revoluciones a que puede estar sometida. Este factor de corrección se calcula con:

$$f = \frac{T}{T - \sigma_t} \quad (2.11)$$

donde T es la resistencia a la tensión de la tubería, expresada en lb/pg².

En tanto que la vida útil de la tubería puede aproximarse mediante:

$$f = B/N \quad (2.12)$$

$$B = \frac{60 R L_c}{V_p} \quad (2.13)$$

donde:

f , fracción

B , número de vueltas de la tubería en el intervalo a perforar

N , número de vueltas a la cual falla la tubería

L_c , longitud del intervalo curvo (longitud de la pata de perro), [pies]

V_p , velocidad de penetración, [pies/hr]

2.6.7 Efecto de Pandeo por Carga Lateral

Cuando la tubería se somete a esfuerzos compresivos, ésta tiende a pandearse. La siguiente ecuación se utiliza para determinar la máxima curvatura a la que puede estar sujeta la tubería sin llegar a dañarla.

$$C_j = \frac{108,000 F_j}{\pi L T} \quad (2.14)$$

donde:

F_j , fuerza lateral sobre la tubería, [lb]

C_j , curvatura máxima permisible de la tubería, [radianes/pg]

En algunas ocasiones, se toma el valor de 2000 lb como el límite de carga máxima sin dañar la tubería.

2.7 HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN APLICADA A POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

La hidráulica empleada para mantener el fondo del agujero limpio y como energía en la optimización de las condiciones de perforación de pozos convencionales, resulta también importante al perforar pozos de diámetro reducido (PDR). Más aún, cuando se aplica en combinación con las técnicas de perforación con motores de fondo y tubería flexible, donde la potencia hidráulica de la bomba es utilizada para transmitir energía a los motores y a la barrena, así

como de vencer las caídas de presión por fricción en el sistema circulatorio. Cuando los fluidos pasan a través de conductos muy estrechos como es el interior de la tubería flexible y en espacios anulares pequeños, estas caídas de presión son muy altas, por lo que para reducir estos efectos es necesario el empleo de fluidos adelgazantes o programas de bombeo con poco gasto, a fin de evitar derrumbes en las paredes del pozo por la turbulencia del flujo.

Las caídas de presión por fricción en los PDR, son más severas en los espacios anulares, en comparación con los pozos convencionales, sobre todo cuando se rota la sarta o se hacen movimientos verticales de esta. Sin embargo, al emplear tuberías flexibles a grandes intervalos, las caídas de presión por fricción se vuelven críticas tanto en el interior como en el exterior de la sarta de perforación.

La determinación de las pérdidas de presión por fricción en el sistema circulatorio del pozo, es una tarea bastante complicada de describir matemáticamente. Sin embargo, estos efectos de fuerzas de fricción deben de ser calculados a fin de poder determinar adecuadamente los siguientes parámetros:

- La presión de fondo estática y dinámica durante las operaciones de perforación y cementación.
- La densidad equivalente de circulación
- El programa hidráulico del pozo (gasto de flujo, presión de bombeo, selección de motores de fondo y tamaño óptimo de toberas de la barrena)
- La capacidad de acarreo de los recortes generados por la barrena
- Las presiones de empuje y succión durante los viajes de la sarta
- Las presiones superficiales y de fondo del pozo, a diferentes gastos de circulación generados durante las operaciones del control del pozo.

La determinación de las caídas de presión por fricción en las diferentes secciones del pozo se basan principalmente en las leyes que rigen la mecánica de los fluidos en combinación con las siguientes leyes físicas de la dinámica de los mismos.

- Ecuación de energía
- Ecuación de continuidad
- Ecuación de momento

Las ecuaciones que describen el comportamiento de flujo de los fluidos de perforación se obtienen a partir de la aplicación de las leyes anteriores, en combinación con el modelo reológico del fluido con su correspondiente ecuación

de estado. Los modelos comúnmente usados en la perforación de pozos convencionales, horizontales o altamente desviados son:

- Modelo Plástico de Bingham
- Modelo de Ley de Potencias
- Modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia

Las ecuaciones de estado más utilizadas son:

- Fluido incompresible
- Fluido compresible
 - Ecuación de los gases ideales
 - Ecuación de los gases reales

En la perforación de pozos de diámetro reducido no existe ninguna aplicación de la variación de la hidráulica y de los conceptos mencionados. Sin embargo, cuando se combinan con motores de fondo y sistemas de medición continua (MWD), la potencia disponible de la bomba debe ser suficiente no solo para proporcionar energía a la barrena sino también, para accionar el motor de fondo y que éste suministre el torque adecuado a la barrena. Si el espacio anular es muy reducido y el gasto mínimo para levantar los recortes del fondo es elevado, es recomendable emplear sustitutos de circulación en zonas adecuadas arriba del fondo.

2.7.1 Ecuación de Energía

El principio de conservación de la energía, establece que el cambio de energía en un sistema, es igual a la energía que entra al sistema menos la energía que sale del mismo, más o menos el calor o trabajo obtenido.

$$\frac{\delta p}{\rho} + \frac{\delta V}{2g_c} + \frac{g}{g_c}\delta z - \frac{\delta pr}{\rho} = 0 \quad (2.15)$$

En los problemas de flujo de fluidos el término δpr , debe ser evaluado separadamente a partir de la ecuación de momento y de la ecuación constitutiva del fluido.

Cuando un fluido fluye a través de un conducto, lo puede hacer en régimen laminar, transicional o turbulento.

El criterio de flujo de estos fluidos está en función del número de Reynolds, el cual relaciona las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas del fluido al ponerse en movimiento, y está dada por:

$$N_{re} = \frac{d_i V \rho}{\mu} \quad (2.16)$$

donde:

N_{re} , Número de Reynolds
 ρ , densidad del fluido
 d_i , diámetro de la tubería
 μ , viscosidad del fluido
 V , velocidad de flujo

2.7.2 Factor de Fricción

Es un parámetro adimensional que indica el nivel del esfuerzo cortante en la pared del conducto. Cuya ecuación para flujo laminar es:

$$f = \frac{16}{N_{re}} \quad (2.17)$$

2.7.3 Caídas de Presión por Fricción en el Sistema

Considere un sistema cerrado Figura 8. en el cual se tienen diferentes secciones. Las caídas de presión están dadas por la suma de las caídas de presión de cada sección, así:

$$P_s = \Delta P_{cs} + \Delta P_{tp} + \Delta P_{LB} + \Delta P_b + \Delta P_{tpa} + \Delta P_{Lba} \quad (2.18)$$

donde:

- P_s , presión de bombeo superficial, [lb/pg²]
- ΔP_{cs} , caída de presión por fricción en las conexiones superficiales, [lb/pg²]
- ΔP_{tp} , caída de presión por fricción en el interior de la tubería de perforación, [lb/pg²]
- ΔP_{LB} , caída de presión por fricción en el interior de los lastrabarrenas, [lb/pg²]
- ΔP_b , caída de presión en la barrena, [lb/pg²]
- ΔP_{tpa} , caída de presión por fricción en el espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del agujero, [lb/pg²]
- ΔP_{Lba} , caída de presión por fricción en el espacio anular entre los lastrabarrenas y las paredes del agujero, [lb/pg²]

Debe observarse que en la ecuación anterior no se incluyen las caídas de presión en el motor y MWD. Por tanto, si se emplean estos elementos en la perforación, al hacer el diseño hidráulico se debe considerar la potencia consumida por estos equipos las cuales están establecidas en tablas de cada fabricante, a fin de obtener los resultados reales de operación.

De esta manera, la presión superficial requerida de las bombas de lodo será:

$$P_s = \Delta P_{cs} + \Delta P_{tp} + \Delta P_{LB} + \Delta P_{MF} + \Delta P_{MWD} + \Delta P_b + \Delta P_{tpa} + \Delta P_{Lba}$$

donde

- ΔP_{MF} es la caída de presión por fricción en el motor de fondo [lb/pg²]
- ΔP_{MWD} es la caída de presión por fricción en el MWD [lb/pg²]

El procedimiento de cálculo de las caídas de presión por fricción se efectúa tomando en cuenta los parámetros reológicos del modelo que mejor caracteriza el comportamiento del fluido, luego se calculan la velocidad media del lodo y el régimen de flujo, a fin de determinar la caída de presión por fricción ya sea en régimen de flujo laminar, transicional o turbulento.

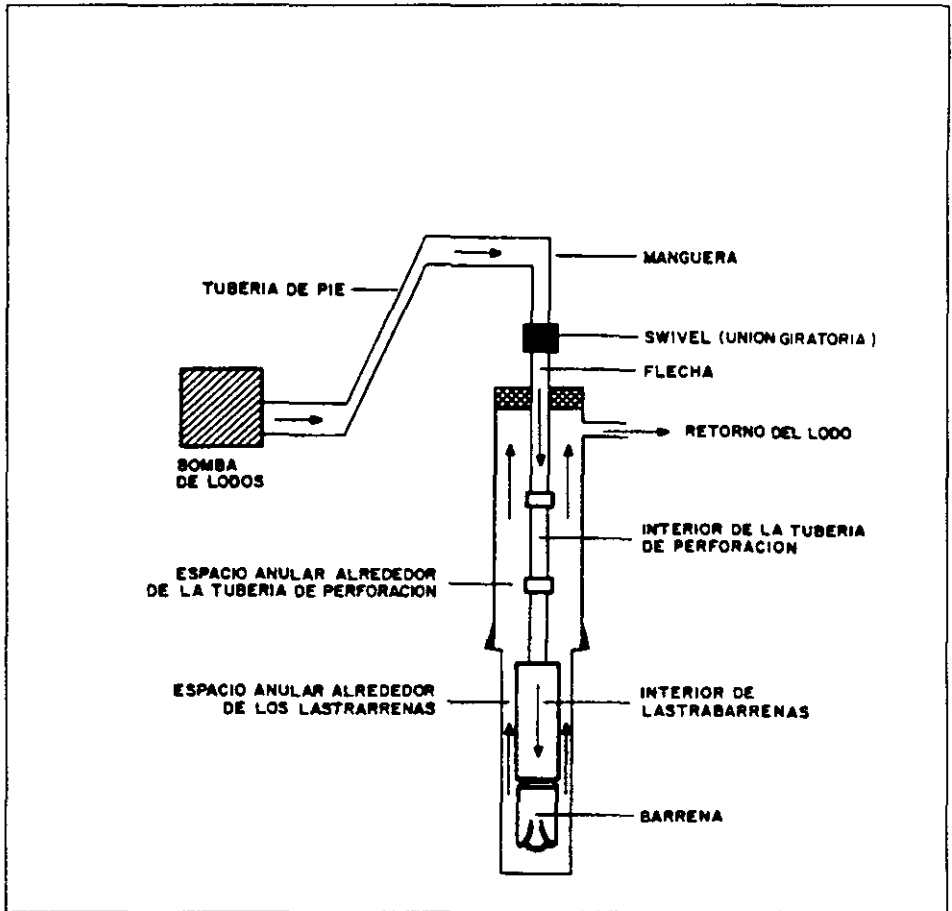


Figura 8. Sistema Circulatorio del Pozo.

2.7.4 Pérdidas de Presión por Fricción en las Conexiones Superficiales

Debido a que es difícil establecer un método práctico para determinar las caídas de presión por fricción en las combinaciones de las conexiones superficiales, se considera una longitud equivalente de tubería de perforación de acuerdo a la Tabla 3.

Tabla 3. Combinaciones de Conexiones Superficiales Considerando Caídas de Presión.

COMPONENTES DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES			COMBINACIONES TÍPICAS (CASOS)					
			CASO 2		CASO 3		CASO 4	
			D. int. (pg)	Longitud (m)	D. int. (pg)	Longitud (m)	D. int. (pg)	Longitud (m)
TUBERÍA DE PIE			3.50	12.20	4.00	13.70	4.00	13.70
MANGUERA			2.50	18.80	3.00	16.80	3.00	16.80
TUBO LAVADOR Y CUELLO DE GANSO			2.50	1.50	2.50	1.50	3.00	1.80
FLECHA			3.25	12.20	3.25	12.20	4.00	12.20
TUBERÍA DE PERFORACIÓN			LONGITUD EQUIVALENTE DE LAS CONEXIONES SUPERFICIALES, EN METROS DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN					
D. ext.	PESO	D. int.						
(pg)	PESO	(pg)						
3.50	13.30	2.76						
4.50	16.60	3.83						
5.00	19.50	4.28						
			49.10	-----	-----			
			232.00	146.00	103.70			
			-----	248.80	176.50			

2.7.5 Modelo de Bingham

$$\tau = \mu_p \gamma \quad (2.19)$$

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2.20)$$

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad (2.21)$$

Para interiores de tuberías:

Velocidad de Flujo

$$V = \frac{24.51 Q}{d^2} \quad (2.22)$$

Velocidad Crítica

$$V_c = \frac{1.08 \mu_p + 1.08(\mu_p^2 + 12.34d^2 \tau_y \rho)^{0.5}}{\rho d} \quad (2.23)$$

Caída de Presión por Fricción en el Interior de la Tubería:

Si la velocidad de flujo V , es menor que la velocidad crítica V_c , entonces se tiene flujo laminar.

$$\Delta P_f = \frac{\mu_p LV}{1500 d^2} + \frac{\tau_y L}{225 d} \quad (2.24)$$

Si la velocidad de flujo V , es mayor que la velocidad crítica V_c , entonces se tiene flujo turbulento.

$$\Delta P_f = \frac{\rho^{0.75} V^{1.75} \mu_p^{0.25} L}{1800 d^{1.25}} \quad (2.25)$$

Para Espacios Anulares:

Velocidad de flujo

$$V = \frac{24.51 Q}{(d_a^2 - d_e^2)} \quad (2.26)$$

Velocidad crítica

$$V_c = \frac{1.08 \mu_p + 1.08[\mu_p^2 + 9.26(d_a^2 - d_e^2) \tau_y \rho]^{0.5}}{\rho(d_a^2 - d_e^2)} \quad (2.27)$$

Para flujo laminar:

$$\Delta P_{fa} = \frac{\mu_p LV}{1000 (d_a - d_e)^2} + \frac{\tau_y L}{200(d_a - d_e)} \quad (2.28)$$

Para flujo turbulento:

$$\Delta P_{fa} = \frac{\rho^{0.75} V^{1.75} \mu_p^{0.25} L}{1396 (d_a - d_e)^{1.25}} \quad (2.29)$$

2.7.6 Método de Ley de Potencias

$$\tau = K \Upsilon^n \quad (2.30)$$

Se determinan el índice de comportamiento de flujo, el índice de consistencia y la velocidad crítica.

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad (2.31)$$

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} \quad (2.32)$$

Para Interiores de Tuberías:

$$V_c = \left[\frac{5.82 \cdot 10^4 K}{\rho} \right]^{(1/(2-n))} \left[\left(\frac{1.6}{d} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^{(n/(2-n))} \quad (2.33)$$

Una vez determinada las velocidades de flujo y críticas se comparan a fin de conocer el régimen de flujo. Si se considera el número de Reynolds, se toma el valor igual o mayor a 3000 como flujo turbulento. Luego se calculan las caídas de presión por fricción empleando las ecuaciones:

Para flujo laminar:

$$\Delta P_f = \left[\left(\frac{1.6 V}{d} \right) \left(\frac{3n+1}{4n} \right) \right]^n \frac{K L}{300 d} \quad (2.34)$$

Para flujo turbulento:

$$\Delta P_f = \frac{8.9 * 10^{-5} \rho^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2} L}{d^{4.8}} \quad (2.35)$$

Para espacios anulares:

$$V_c = \left[\frac{3.878 * 10^4 K}{\rho} \right]^{1/(2-n)} \left\{ \left(\frac{2.4}{d_a - d_e} \right) \left(\frac{2n+1}{3n} \right) \right\}^{n/(2-n)} \quad (2.36)$$

Para flujo laminar:

$$\Delta P_f = \left[\left(\frac{2.4 V}{d_a - d_e} \right) \left(\frac{2n+1}{3n} \right) \right]^n \frac{K L}{300(d_a - d_e)} \quad (2.37)$$

Para flujo turbulento:

$$\Delta P_f = \frac{8.91 * 10^{-5} \rho^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2} L}{(d_a - d_e) 3 (d_a + d_e)^{1.8}} \quad (2.38)$$

Caída de Presión en la Barrena

$$\Delta P_b = \frac{\rho V_n^2}{1113} \quad (2.39)$$

Velocidad en las Toberas:

$$V_n = \left(\frac{1113 \Delta P_b}{\rho} \right)^{0.5} \quad (2.40)$$

ó

$$V_n = \frac{Q}{3.117 A_T} \quad (2.41)$$

$$A_T = \sum d_i^2 \frac{\pi}{4} \quad (2.42)$$

Potencia Hidráulica en la Barrena:

$$HP_b = \frac{\Delta P_b Q}{1714} \quad (2.43)$$

Fuerza de Impacto:

$$F_i = 0.0123 C_d Q (\rho \Delta P_b)^{0.5} \quad (2.44)$$

C_d es un factor de corrección que puede tomarse como constante e igual a 0.95.

Cabe aclarar que este procedimiento de cálculo de la hidráulica en la barrena, sólo es aplicable a barrenas tricónicas. Puesto que en la perforación de pozos de diámetro reducido estas barrenas son inusuales, en consecuencia se debe tomar en cuenta el cálculo de la hidráulica para cada diseño de barrena empleada en la perforación de este tipo de pozos. Generalmente las barrenas usadas en esta técnica de perforación son las barrenas PDC y barrenas TSD (Polycrystalline Diamond Compac y Thermally Stable Diamond), las cuales están establecidas en tablas sus rangos de operación mínima y máxima según el fabricante.

τ , esfuerzo cortante,	[lb/100p ²]
μ_p , viscosidad plástica,	[cp]
Y , velocidad de corte,	[1/seg]
τ_y , esfuerzo de cedencia,	[lb/100p ²]
θ_{600} , lectura a 600 rpm del Fann,	[rpm]
θ_{300} , lectura a 300 rpm del Fann,	[rpm]
V , velocidad del fluido,	[pie/min]
Q , gasto de flujo,	[gpm]
V_c , velocidad crítica,	[pies/min]
V_n , velocidad en las toberas,	[pies/min]
A_t , área de toberas,	[pg ²]
L , longitud de tubería,	[pies]
HP_b , potencia en la barrena,	[hp]
F_i , fuerza de impacto en la barrena,	[lb]
ρ , densidad,	[lb/gal]
d , diámetro,	[pg]
τ_y , esfuerzo cortante de cedencia,	[lb/100p ²]
n , índice de comportamiento de flujo,	[adim]
k , índice de consistencia,	[lb-seg" / 100 pies ²]
ΔP_b , caída de presión en la barrena,	[psi]

2.8 CONTROL DE BROTES EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Una clave para el desarrollo de un pozo de diámetro reducido es el control de brotes durante la perforación. En estos se presentan claros radiales muy estrechos (0.5 pg o menos) en contraste con los de un pozo convencional (0.5 a 9

pg). Debido al espacio anular reducido, se generan altas velocidades anulares inclusive a bajos ritmos de bombeo, creando grandes caídas de presión por fricción.

Otra consideración es la velocidad de rotación de la sarta de perforación, cuando una sarta de diámetro pequeño es rotada entre 500 y 1000 rpm, esta puede actuar como una centrífuga, causando que los sólidos del lodo se adhieran a la superficie interior de la sarta de perforación, acumulándose e impidiendo el flujo de fluido. Una solución es el uso de un sistema agua-gel. Un reciente método de solución es el empleo de sistemas con polímeros catiónicos.

Según estudios (Amoco), se calcula que dos barriles de un fluido proveniente de la formación puede llegar a ocupar 8000 pies en el espacio anular y tener una presión de 120 psi en un pozo de diámetro reducido, en contraste con 40 pies en el espacio anular con 15 psi de presión en un pozo convencional.

Para el control de un brote, mediante el método dinámico, es necesario mantener la densidad equivalente de circulación al valor requerido variando el ritmo de bombeo, teniendo en consideración: diámetro del agujero, profundidad, diámetro de las tuberías, características reológicas del lodo y rendimiento del equipo de bombeo. Todas las variables son controlables, excepto el diámetro del agujero, el cual es determinado por el diámetro de la barrena y derrumbes de la pared del agujero.

Para incrementar la presión de fondo no es necesario aumentar el peso del fluido de perforación, con elevar el ritmo de bombeo se generan mayores caídas de presión por fricción en el espacio anular lo que produce a su vez mayor densidad equivalente de circulación, que en pozos de diámetro reducido es muy significativa. Si no se mantiene estricto control de esto, puede inadvertidamente causar una pérdida de circulación y a consecuencia de ello la generación de un brote.

Con métodos convencionales, un brote es detectado observando un incremento de volumen en las presas de lodo o en el flujo de retorno. En un pozo de diámetro reducido, la ganancia en las presas de lodo pudiera ser tan pequeña que no permitiría ser detectada por los flotadores comunes. Por tanto, el desarrollo de una nueva tecnología fue necesaria para proporcionar mayor exactitud. Se han empleado medidores electromagnéticos para registrar el flujo a la entrada y a la salida. También se han desarrollado equipos de medición

acústica, así como una técnica para detectar la presencia de flujo de gas, monitoreando el tiempo de viaje a través de ondas de presión en bombas. Como las ondas viajan más despacio a través del gas que a través del lodo, un incremento en el tiempo de viaje indica la presencia de gas.

En equipos de perforación flotantes, la detección de un brote es más difícil porque la salida del lodo varía con el movimiento del equipo. Las variaciones pueden ser mayores a 300 gal/min comparadas con el ritmo de bombeo de 40 gal/min. Shell UK Exploration and Production Co., estima que se necesitan al menos dos años de desarrollo para habilitar el primer pozo de diámetro reducido de alta presión perforable desde un equipo semisumergible.

Una vez detectado el brote, se requiere de un preciso conocimiento de las presiones de fondo, las cuales no son calculadas del modo usual. Cuando el lodo circula dentro del agujero, la presión en la cabeza se incrementa debido a las fuerzas de fricción por el flujo del lodo en el espacio anular, observándose un incremento de la DEC. Esta, generalmente no es un factor importante en perforación convencional, porque las velocidades en el espacio anular son pequeñas, pero en pozos de diámetro muy reducido, la DEC llega a ser muy importante.

2.8.1 Metodología Desarrollada por BP Exploration Operating Co. LTD. para la Detección Temprana de Brotes (DTB)

En la práctica, la detección temprana y control de brotes es común, comparando eventos reales que son originados en las operaciones de perforación, utilizando un modelo idealizado de los mismos eventos. Cualquier diferencia entre los dos indica una anomalía, en donde interviene la habilidad para minimizar el número de falsas alarmas.

El indicador más importante es el flujo de regreso del lodo como el cambio en el volumen de las presas. El sistema DTB predice el ritmo de flujo de regreso y se compara con el flujo de regreso real medido en la línea de retorno.

El sistema DTB, fue desarrollado a partir de un modelo de fluidos que está físicamente basado en la solución de ecuaciones de conservación de masas, momentos y energía. Para solucionar esas ecuaciones en el contexto de pozos de diámetro reducido, el modelo llama treinta submodelos, en el que cada cual

describe un aspecto físico del pozo. La combinación de esos modelos proporciona una mejor oportunidad de predecir exactamente los cambios en los datos, lo contrario de un modelo netamente empírico.

El modelo de fluidos, fue hecho tipo dinámico, alimentando información a una línea y bases de datos en tiempo real, para proveer el ritmo de flujo de salida y predecir la presión de circulación en forma directa e inmediata como respuesta a los cambios de parámetros de entrada. Los datos requeridos por el sistema DTB consisten de dos tipos, datos del agujero y datos operacionales, los cuales son obtenidos de una base de datos. Los datos del agujero, definen el pozo e incluyen propiedades del lodo, geometría del agujero y descripción de la sarta de perforación y aparejo de fondo. En tanto los datos operacionales, incluyen ritmo de flujo del lodo, presiones y estado operacional como muestreo, viaje, etc. Esta información proporcionada por el supervisor de perforación, es actualizada cada segundo en una terminal remota. El volumen total de lodo entrando y saliendo del pozo por unidad de tiempo es calculada integrando las respuestas de los sensores de flujo de entrada y salida respectivamente.

2.8.2 Diferencias Físicas entre un Pozo de Diámetro Reducido y un Pozo Convencional

Volumen Anular

Un volumen anular pequeño es la diferencia más importante entre un pozo de diámetro reducido y uno convencional. En el control de un brote, la altura en el espacio anular del fluido proveniente de la formación es crítica, mientras mayor sea, mayor será el problema de control.

Por ejemplo en un pozo de 2,440 m con un diámetro de 8 ½", el volumen anular es de 50 bls/300 m, mientras que el volumen anular en un pozo de diámetro reducido es de sólo 5.3 bls/300 m.

Durante un brote de gas, como el gas se expande al ser circulado hacia fuera, la presión en la TR debe incrementarse para mantener constante la presión en el fondo del pozo. En la Figura 9 se compara un brote de gas desalojándose en un pozo convencional y uno de diámetro reducido, empleando el método del perforador. Se muestra el registro de presión en TR al llegar la cima de gas a la zapata. Para el pozo de diámetro reducido el bache de gas tiene 275 m de

columna mientras que en el convencional tiene 46 m, para las mismas condiciones.

La presión resultante en la zapata es la suma de la presión hidrostática a 460 m y la presión en la TR superficial. Para el pozo convencional, la presión en la zapata es de 1,131 psi ó 1.73 gr/cm³, mientras que para el pozo de diámetro reducido es de 1,415 psi ó 2.17 gr/cm³.

Sistema de Pérdida de Presión por Fricción

El entendimiento de las pérdidas de presión por fricción es la clave para el control de brotes en pozos de diámetro reducido. Pruebas realizadas, muestran que la distribución de las pérdidas de presión en un pozo de diámetro reducido son inversas a las generadas en un pozo convencional, en éstos, más del 90% de la presión de las bombas es consumida por fricción en el espacio anular mientras que en un pozo convencional el 90% se consume en la sarta de perforación y en la barrena.

La excentricidad juega un papel importante en pérdidas de presiones en espacios anulares pequeños. Un método común de mostrar las pérdidas por fricción es graficando factores de fricción contra números de Reynolds.

Ferrel describe un aumento de las pérdidas de presión en la sarta de perforación a altas revoluciones por minuto. Por tal motivo, se desarrolló un método dinámico para el control de brotes, el cual contempla el control de la presión de formación usando la pérdida por fricción en el espacio anular durante la circulación.

Por ejemplo, la DEC durante la circulación con 50 gal/min a 2440 m podría ser de 1.15 g/cc, en tanto con el mismo fluido una DEC de 1.45 g/cc puede ser alcanzada con un gasto de 100 gal/min. Si se aplica rotación a 100 gal/min la DEC se puede incrementar a 1.93 g/cc.

Así, cambiando el gasto, velocidad de rotación y/o propiedades de lodo, es factible el empleo de este procedimiento para controlar el pozo.

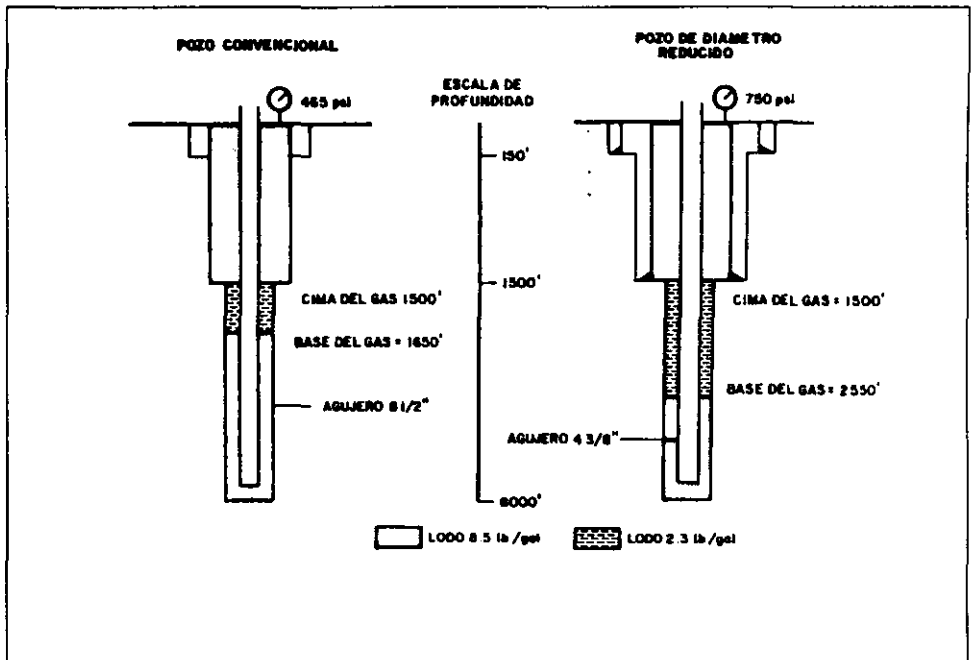


Figura 9. Un Pozo Convencional y de Diámetro Reducido con un Brote Inicial de 2 Barriles de Gas Circulado con el Método del Perforador hasta una Posición de Presión Máxima de la Zapata.

Prácticas para el Control del Pozo

La acción más importante es detectar el brote cuando aun es lo suficientemente pequeño que no alcanza la presión límite en la zapata. En un equipo convencional la detección es observar ganancia en las presas de lodo. La sensibilidad en este método depende del tipo de totalizador de volumen utilizado (debe ser capaz de detectar volúmenes menores de 1 barril), el tamaño de las presas y el adiestramiento de las cuadrillas.

El método de control dinámico tiene ventajas sobre el método del perforador o el de densificar y esperar, debido a la rapidez y a la minimización de

las presiones en las zapatas. Para implementar el método dinámico, simplemente se incrementa el gasto a un ritmo predeterminado, al manifestarse un brote durante la perforación, el gasto debe ser el máximo. El gasto máximo dependerá de la presión superficial máxima, capacidad de las bombas y presión de fractura, si se presenta un brote durante un viaje de tubería el gasto dependerá de la longitud de sarta que se encuentre dentro del pozo.

En estos casos, el primer paso es incrementar el gasto rápidamente para evitar la entrada de un volumen mayor de fluidos de formación y cerrar los preventores anulares como segundo paso. La presión a cualquier profundidad del pozo aplicando este método, sería la presión hidrostática del lodo más la pérdida de presión anular de esa profundidad a la superficie. La diferencia de presiones en la zapata, con los dos métodos durante la circulación de un volumen de gas hacia fuera (en el método dinámico la presión es menor), se reduce conforme la profundidad a la zapata se incrementa.

2.8.3 MÉTODO CONVENCIONAL MODIFICADO PARA EL CONTROL DE BROTES

Una de las barreras más importantes para la aplicación de la tecnología de pozos de diámetro reducido, fue el mantenimiento seguro de actividades durante el control de brotes. En esta sección, se presenta un método modificado seguro, al usado en métodos convencionales tomando en cuenta las altas pérdidas de presión anulares, y circulación del fluido proveniente de la formación en forma controlada. Soluciones previas para el problema de control de pozos de diámetro reducido, han dependido de técnicas dinámicas no practicadas, donde ni la posición ni el volumen del fluido invasor son conocidos con precisión.

Las fuerzas que actúan durante la operación de control y las ecuaciones modificadas derivadas para pozos de diámetro reducido, así como las situaciones particulares de los pozos de diámetro reducido tales como el efecto de pérdidas de presión anulares, los cuales hacen más grande la presión de cierre de la TR, su efecto en la máxima presión permisible en el espacio anular en la superficie ($P_{Tm\acute{a}x}$) y el comportamiento de sistemas superficiales de circulación deben ser analizadas.

Teoría de Control del Brote "Matar el Pozo"

Existen dos procedimientos en el desarrollo de una operación de control: el método del perforador y el de densificar y esperar. El primero es remover el flujo proveniente de la formación y el segundo es llenar el pozo con un fluido con densidad suficiente para recobrar el control original del pozo.

Cuando el pozo es cerrado con un brote y las presiones se han estabilizado, dentro de la sarta de perforación se tiene:

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{fTP}} + P_{\text{CTP}} \quad (2.45)$$

y en el espacio anular

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{ia}} + P_{\text{fa}} + P_{\text{CTR}} \quad (2.46)$$

Previendo que no existe una presión adicional en el pozo, en este punto de equilibrio la presión en el fondo del pozo será igual a la presión de formación.

Con objeto de controlar el pozo, es necesario circular los fluidos del pozo y mantener la presión de fondo al menos, igual a la presión de formación para que no entren más fluidos de formación. Una presión adicional puede ser aplicada en la superficie usando un estrangulador ajustable en el espacio anular. La presión aplicada en el estrangulador varía en función del volumen y densidad del fluido invasor al ser expulsado a la superficie.

En la sarta de perforación:

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{fTP}} - F_{\text{TP}} + P_{\text{circ}} \quad (2.47)$$

Rearreglando:

$$P_{\text{circ}} = P_{\text{fondo}} - P_{\text{fTP}} + F_{\text{TP}} \quad (2.48)$$

sustituyendo (2.45):

$$P_{\text{circ}} = P_{\text{CTP}} + F_{\text{TP}} \quad (2.49)$$

En el espacio anular:

$$P_{\text{fondo}} = P_{\text{ia}} + P_{\text{fa}} + F_a + P_{\text{est}} \quad (2.50)$$

Rearreglando:

$$P_{\text{est}} = P_{\text{fondo}} - P_{\text{ia}} - P_{\text{fa}} - F_a \quad (2.51)$$

sustituyendo (2.46):

$$P_{\text{est}} = P_{\text{CTR}} - F_a \quad (2.52)$$

Como la altura del fluido invasor cambia al ser circulado en el espacio anular, la presión hidrostática ejercida por el lodo y el fluido invasor también varía, bajo este contexto; la presión en el espacio anular en cualquier tiempo no puede ser estimada fácilmente. Sin embargo, si se conoce la longitud de la sarta de perforación dentro del pozo, es posible calcular la presión de fondo del pozo a través de la presión de superficie.

La presión de cierre en la TP y la pérdida de presión por fricción a través de la sarta de perforación permanecerán constantes, de manera que las propiedades del fluido en la sarta y el ritmo de circulación sean constantes. Si el fluido en el interior de la sarta de perforación es reemplazado por lodo más pesado, como en el método de densificar y esperar, entonces la presión de cierre en la tubería de perforación, se reduce a la presión hidrostática adicional ejercida por el nuevo lodo. La pérdida por fricción a través de la sarta de perforación, se incrementará en proporción directa al incremento del peso efectivo del lodo. La presión de circulación requerida en cualquier punto durante el ritmo de desplazamiento constante en la sarta de perforación, puede ser obtenida, de la presión de cierre en la tubería de perforación y la pérdida de presión por fricción como se muestra en la ecuación (2.49).

La presión de cierre inicial en la tubería de perforación es leída directamente del indicador de tubería de perforación (stand pipe). Aún cuando la pérdida de presión por fricción inicial a través de la sarta de perforación no puede ser determinada, en tanto la presión total de circulación puede ser medida (antes del brote) en el indicador de presión cuando se circula a un ritmo específico.

$$P_{\text{scr}} = F_{\text{TP}} + F_a \quad (2.50 \text{ a})$$

Sustituyendo el valor de la ecuación (2.49)

$$P_{circ} = P_{dtp} + P_{scr} - F_a \quad (2.51a)$$

Sustituyendo (2.50a) en (2.51a)

$$P_{circ} = P_{dtp} + F_{tp} + F_a \quad (2.52a)$$

Por lo tanto

$$P_{fondo} = P_{fondo} + F_a \quad (2.53)$$

y

$$P_{est} = P_{cTR} - F_a + F_a \quad (2.54)$$

Si P_{scr} es usado en lugar de F_{tp} , como en un control de pozo convencional, la presión de fondo se incrementa por la pérdida de presión por fricción en el espacio anular, cuando se circula con el lodo de peso inicial. La presión adicional es aplicada por el estrangulador y actúa en todos los puntos corriente arriba del estrangulador.

El método convencional práctico de establecer la presión de circulación ajustando el estrangulador, para mantener la presión de estrangulamiento igual a la de cierre en la TR, entonces podemos leer la presión inicial de circulación en el indicador de la TP. Este método supone que la presión hidrostática ejercida por el fluido invasor y el lodo en el espacio anular, no cambia significativamente en el tiempo que toma al establecer el ritmo de circulación y las presiones. Ecuación (2.52).

Si $P_{est} = P_{cTR}$, entonces la presión de fondo del pozo se incrementará tal que:

$$P_{fondo} = P_{fondo} + F_a \quad (2.55)$$

y P_{circ} se incrementará tal que:

$$P_{circ} = P_{dtp} + F_{tp} + F_a \quad (2.56)$$

Si P_{circ} es establecida manteniendo la presión del estrangulador igual a la presión de cierre en la TR, la presión de fondo se incrementa por la pérdida de presión por fricción, cuando se circula con el fluido invasor en su posición inicial. La presión adicional es aplicada por el estrangulador y actúa en todos los puntos corriente arriba del estrangulador.

Cálculos en el Control de Brotes en un Pozo Convencional

Los procedimientos de control en pozos convencionales, son relativamente simples por que la pérdida de presión por fricción es pequeña a bajos ritmos de circulación. La presión adicional por circulación en el sistema, no afecta a la pérdida de presión por fricción (por ejemplo, la caída de presión en el espacio anular), sino solamente actúa como un pequeño factor de seguridad sin causar pérdidas de lodo o fracturar la formación. De hecho, las pérdidas por fricción son normalmente omitidas de las hojas de cálculo y la ecuación (2.49) se convierte en:

$$P_{ic} = P_{ctp} + P_{scr} \quad (2.57)$$

y

$$P_{fc} = P_{scr} * \rho_2 / \rho_1 \quad (2.58)$$

Complicaciones en Pozos de Diámetro Reducido

La complicación más importante cuando se circula hacia fuera un fluido invasor, y se desplaza lodo más pesado para "matar el pozo" cuando éste es de diámetro reducido, es cuando las pérdidas de presión por fricción son altas aún a bajos ritmos de circulación.

Si se hacen las simplificaciones convencionales de arriba, la presión adicional puede causar pérdidas de presión y/o fracturar la formación. Si por el contrario, la presión adicional no causara problema, entonces el procedimiento convencional puede ser usado. Por tanto, un procedimiento alternativo para circular hacia fuera el flujo y "matar el pozo", debe estar disponible para usarse cuando la presión adicional no es aceptable.

Soluciones en Pozos de Diámetro Reducido

La solución inmediata al problema, pudiera ser calcular la pérdida de presión por fricción a través del espacio anular y restar esta presión de la presión de circulación.

$$P_{circ} = P_{ctp} + P_{scr} - F_a(c) \quad (2.59)$$

De cualquier modo, no es posible calcular un valor real, porque las propiedades exactas del espacio anular en el agujero descubierto no son conocidas. Las pérdidas de presión por fricción en un pozo de diámetro reducido, son extremadamente sensibles a los deslaves, en consecuencia; no es una opción muy confiable.

La ecuación (2.49) muestra que la información realmente requerida es la pérdida de presión por fricción a través de la sarta de perforación. Para aliviar este problema, es necesario contar con datos reológicos del lodo en circulación, a fin de calcular con un cierto grado de exactitud usando las ecuaciones de Zamora y Lord, y la ecuación (2.49) se convierte en:

$$P_{circ} = P_{ctp} + F_{fp}(c) \quad (2.60)$$

Sin embargo, esto podría balancear la presión de fondo sin un margen de seguridad exacto, recomendándose adicionar al valor calculado, un factor de seguridad conveniente, tal que:

$$P_{circ} = P_{ctp} + F_{fp}(c) + SF \quad (2.61)$$

y

$$P_{fondo} = P_{fondo} + SF \quad (2.62)$$

La elección de un factor de seguridad, dependerá de los esfuerzos de la formación en agujero abierto, y el margen de error en el cálculo de la caída de presión por fricción a través de la sarta de perforación.

Los cálculos estándares para "matar el pozo" pueden ser modificados como sigue:

$$P_{fc} = P_{ctp} + F_{tp(c)} + SF \quad (2.63)$$

$$P_{fc} = (F_{tp(c)} * \rho_2 / \rho_1) + SF \quad (2.64)$$

Con el procedimiento modificado, cuando se alcanza la circulación de "matar" se tiene:

$$P_{fondo} = P_{fondo} + SF \quad (2.65)$$

y

$$P_{est} = P_{ctr} - F_a + SF \quad (2.66)$$

Como se estableció anteriormente, cualquier cálculo de la pérdida de presión por fricción a través del espacio anular será inexacta. Una estimación más confiable puede ser, obteniendo previamente la presión de circulación en el sistema total y restando el valor calculado de la pérdida de presión en la sarta de perforación.

$$F'_{a(e)} = P_{scr} - F_{tp(c)} \quad (2.67)$$

Con lo que la presión anticipada en el estrangulador puede ser calculada y comparada con el valor real.

$$P_{est} = P_{ctr} - F'_{a(e)} + SF \quad (2.68)$$

Selección de la Velocidad de Control (Matar)

Las pérdidas de presión en el espacio anular son iguales a la presión de cierre en la TR más el factor de seguridad entonces:

$$F_a = P_{ctr} + SF \quad (2.69)$$

y $P_{est} = 0$. Además, si $F_a > P_{ctr} + SF$, entonces, $P_{est} = 0$.

Si se aplica una presión adicional de respaldo al pozo, no se puede hacer una comparación útil en esas circunstancias especiales, del valor estimado y del valor actual de P_{est} . La presión adicional aplicada al pozo será: $P_{ad} = F_a - P_{CTR} - SF$, tal que

$$\begin{aligned} P_{fondo} &= P_{fondo} + SF + (F_a - P_{CTR} - SF) \\ &= P_{fondo} + (F_a - P_{CTR}) \end{aligned}$$

y

$$\begin{aligned} P_{ic} &= P_{cdp} + F_{tp} + SF + (F_a - P_{CTR} - SF) \\ &= P_{cdp} + F_{tp} + (F_a - P_{CTR}) \\ &= P_{scr} - (P_{CTR} - P_{cdp}) \end{aligned}$$

En esta situación, el operador del estrangulador tendrá el estrangulador abierto y no estará listo para reducir la presión inicial de circulación al valor calculado.

Si es posible, un ritmo de control puede ser escogido de tal manera que:

$$P_{CTR} + SF > F_{a(e)}$$

Si esto no es práctico, alguna presión del estrangulador tendrá que ser aplicada durante la circulación de acuerdo a la expansión del fluido invasor.

Un segundo factor, es la destreza requerida para manejar correctamente el estrangulador. Una variación significativa en la geometría del espacio anular, puede requerir una rápida manipulación del estrangulador cuando el fluido está siendo arrojado a la superficie.

Para acelerar la operación de control, es recomendable circular a un gasto bajo hasta que el fluido invasor este dentro de la tubería de revestimiento, hasta entonces incrementar el gasto.

Efectos en Pozos de Diámetro Reducido

La alta pérdida de presión por fricción causa un sobre balance sustancial en adición al estático. El tiempo más probable para que un brote ocurra, será cuando las bombas estén paradas para hacer una conexión. Desafortunadamente, este es

el tiempo en el que será más difícil detectar un flujo, que se refleje en nivel de las presas de lodo. Dado lo anterior, se recomiendan los siguientes pasos:

Paso 1

Estimar la presión estática máxima aplicada en el punto débil del pozo durante el control.

Paso 2

Estimar la pérdida por fricción adicional de circulación y sumarla a la del paso 1.

Paso 3

Comparar el resultado del paso 1 con la presión de fractura, estimar si son probables pérdidas de circulación durante la operación.

Paso 4

Estimar si las pérdidas de presión pueden ser o no usadas como medio del control, estas pérdidas son críticas en el espacio anular.

Detección del Brote

Los dos parámetros más importantes son, el incremento en el nivel de las presas e incremento de flujo, éstos son normalmente monitoreados en sistemas separados:

a) Medidores de flujo

Los sensores de flujo convencionales son considerados inexactos para propósitos de pozos de diámetro reducido, para incrementar la confiabilidad se ha mejorado la sensibilidad y exactitud de medidores electromagnéticos y de pulsación.

b) Sensores en las presas de lodos

Debe ser un sistema capaz de detectar cambios en los niveles de las presas de 1 barril.

De la teoría presentada, la presión de circulación en el estrangulador será menor que la de cierre en las válvulas. Ecuación (2.66).

Prácticamente esto significa que la presión en el estrangulador debe ser reducida a este nuevo valor cuando se inicie la circulación, e incrementada por la misma diferencia cuando se suspenda la circulación, esto requiere de un control del estrangulador que sólo puede ser alcanzado con práctica.

Nomenclatura

P_{ctp} , presión de cierre en la tubería de perforación	(psi)
P_{cTR} , presión de cierre en la tubería de revestimiento	(psi)
P_{fondo} , presión del fondo del pozo	(psi)
P_r , presión de formación	(psi)
P_{circ} , presión de circulación	(psi)
P_{ic} , presión inicial de circulación	(psi)
P_{fc} , presión final de circulación	(psi)
P_{est} , presión en el estrangulador	(psi)
P_{fTP} , presión hidrostática ejercida por el lodo dentro de la TP	(psi)
P_{fa} , presión hidrostática ejercida por el lodo en espacio anular	(psi)
P_{ia} , presión hidrostática ejercida por el fluido invasor en el espacio anular	(psi)
F_{TP} , pérdida de presión por fricción real a través de la sarta de perforación	(psi)
F_a , pérdida de presión por fricción en el espacio anular	(psi)
$F_{a'}$, pérdida de presión por fricción en el espacio anular cuando está lleno de lodo	(psi)
$F_{TP(c)}$, pérdida de presión por fricción calculada a través de la sarta de perforación	(psi)
$F_{a'(e)}$, pérdida de presión por fricción estimada en el espacio anular cuando está lleno de lodo	(psi)
P_{scr} , presión de circulación a un gasto bajo específico cuando el pozo está lleno de lodo	(psi)
SF, factor de seguridad	(psi)
$P_{TRmáx}$, máxima presión en el espacio anular en la superficie permisible	(psi)

2.9 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

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 lo técnico, debe satisfacer los requerimientos de seguridad del pozo, manteniendo la estabilidad al soportar todos los esfuerzos a los que pueda estar sometida esta tubería. En lo económico, se debe seleccionar la tubería más barata que mantenga la seguridad de trabajo de la misma.

En pozos de diámetro reducido, el diseño de tuberías es caso especial, debido al uso de tuberías de producción que funcionan como tuberías de revestimiento, ya que en gran parte dependerá de este diseño el 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 las tuberías de revestimiento se deberá tomar en cuenta una serie de factores como son:

- Las densidades equivalentes de presión de formación y de 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 método más utilizado para el diseño de tuberías de revestimiento es el de "Carga Máxima". En este se evalúan las condiciones críticas a que se someterán las diferentes tuberías de revestimiento (superficial, intermedia, cortas y producción), las cuales dictarán las cargas de presión interna, colapso y tensión que deberán resistir las tuberías de revestimiento a utilizar,

restándoles las posibles cargas (respaldo) que contrarresten las de ataque obtenido así las cargas de trabajo a que se someterán las tuberías.

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 nos conduce a sacrificar la resistencia que nos dará la tubería de revestimiento seleccionada. Pero esto no siempre sucede, ya que si se hace una comparación de las resistencias a la presión interna, colapso y tensión de tuberías de revestimiento del mismo grado y mismo peso unitario (aproximadamente), pero de diferente diámetro, se podrá notar que conforme el diámetro de la tubería es menor, las resistencias a la presión interna y al colapso aumentan y la resistencia a la tensión se mantiene casi constante. Sería constante si el peso fuera exactamente el mismo, debido a la relación diámetro-espesor. Para tener el mismo peso unitario, a menor diámetro mayor espesor, aumentando la resistencia del tubo Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades de Tuberías de Revestimiento más Comunes, para Pozos de Diámetro Reducido.

DÍAMETRO DE LA TR (pg)	GRADO	PESO (lb/ft)	ESPESOR DE PARED (pg)	RESISTENCIA A LA PRESIÓN INTERNA (psi)	RESISTENCIA AL COLAPSO (psi)	RESISTENCIA A LA TENSIÓN (1000 lb)
10.750	K-55	40.50	0.350	3130	1580	629
9.625	K-55	40.00	0.395	3950	2020	630
7.625	C-75	39.00	0.500	8610	8430	869
7.000	C-75	38.00	0.540	9300	10680	822
5.000	C-75	15.00	0.296	7700	6970	328
4.500	C-75	15.50	0.337	9830	10390	331
3.500	C-75	15.80	0.476	17850	17630	339

Es decir, que aunque se tomaran diámetros y pesos menores, siempre se tendrá mayor resistencia a la ofrecida por una tubería del mismo grado y peso pero de mayor diámetro (o sea el caso de un pozo convencional).

Esto puede comprobarse si observamos las ecuaciones que se utilizan para los cálculos de la presión interna, colapso y tensión de una tubería de revestimiento:

$$P_i = 0.875 \frac{2 \sigma_y t}{d_n} \quad (2.70)$$

donde:

- P_i = Resistencia a la presión interna, [psi]
- σ_y = Resistencia a la cedencia del material, [psi]
- t = Espesor de la tubería, [pg]
- d_n = Diámetro nominal de la tubería, [pg]

En la ecuación anterior se puede observar que si se considera un mismo peso y grado de tubería, la resistencia a la cedencia (σ_y) es constante para un mismo grado de acero, conforme el diámetro nominal de la tubería (d_n) es menor, el espesor de pared (t) será más grande, en consecuencia el numerador de la ecuación aumenta y el denominador disminuye, de este modo; la resistencia a la presión interna (P_i) aumenta.

Considerando ahora el caso del colapso y tomando como ejemplo la ecuación para el cálculo del colapso en el modo elástico, se tiene:

$$P_c = \frac{46.95 \cdot 10^{-6}}{(d_n/t)(d_n/t-1)^2} \quad (2.71)$$

Si se hace la misma consideración que en el caso anterior, en cuanto al grado y al peso, se puede observar que conforme se toma un diámetro nominal menor (d_n) y en consecuencia un espesor de pared mayor (t), todo el denominador de la ecuación se hace menor, dando esto como resultado una resistencia al colapso (P_c) mayor.

Por último, en el caso de la resistencia a la tensión (F_T) se observa que para un mismo grado de tubería (σ_y constante) la resistencia a la tensión únicamente

es función del área de la sección transversal A , 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.

$$F_T = \sigma_y A \quad (2.72)$$

Otra consideración importante para el diseño de tuberías de revestimiento de pozos de diámetro reducido, es el efecto del incremento en carga de tensión debido a flexión. Este es de gran importancia cuando el pozo es desviado u horizontal. Como se puede observar en la ecuación 2.73, el incremento en el esfuerzo axial debido a flexión está en función del ritmo de incremento de ángulo (q_v) y del diámetro exterior de la tubería (d_o). Este último muestra otra 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 ($\Delta\sigma_T$) debido a flexión:

$$\Delta\sigma_T = 218 d_o q_v \quad (2.73)$$

Obteniéndose el incremento en tensión total con la siguiente ecuación:

$$\Delta F_T = \Delta\sigma_T A \quad (2.74)$$

Donde A es el área de la sección transversal de la tubería que será constante aunque el diámetro nominal se reduzca. Para la consideración que se ha venido haciendo, el incremento en tensión debido a flexión es menor del que se habría tenido para diámetros más grandes (pozo convencional).

Otros aspectos adicionales, que son importantes para la selección de las tuberías de revestimiento de pozos de diámetro reducido son las siguientes:

Para hacer la selección de los diámetros de las 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 estos diámetros mínimos posibles para la zona productora, 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 (drift), suficiente para permitir el paso de los aparejos que se utilizarán en la perforación del siguiente intervalo. Asimismo, la selección de los diámetros debe tener un espacio anular entre la TR y la pared del pozo, adecuado para un espesor de pared de cemento óptimo. Para lograr los puntos anteriores se pueden utilizar tuberías de revestimiento con "drift" especial.

2.10 REGISTROS GEOFÍSICOS EN POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Introducción

Durante los últimos años muchas técnicas de toma de registros geofísicos han sido aplicadas solamente en la exploración de aceite y gas en pozos de diámetro reducido, no así en pozos de desarrollo. La perforación con tuberías de diámetro reducido tienen como obstáculo la necesidad de reducir las magnitudes de las herramientas de los registros geofísicos. A consecuencia de esto deben ser introducidas consideraciones más severas en el diseño del sistema, presentando no sólo variaciones en el diámetro de las herramientas, sino también en el tamaño del equipo superficial y sobre todo en el aspecto económico.

Hasta mediados de los años 70, estas condiciones limitaron tanto la aplicación de técnicas comunes en la toma y análisis de los registros, como para su interpretación cualitativa. En los últimos años algunos factores han conducido a un rápido desarrollo en la capacidad de toma de registros en tuberías de diámetro reducido tales como:

- El auge en el desarrollo de la microelectrónica ha proporcionado sistemas sofisticados para ser construidos dentro de dimensiones pequeñas, donde realmente los problemas mayores comprendidos en el diseño de toma de registros geofísicos en tuberías de diámetro reducido son de naturaleza mecánica.
- La necesidad del conocimiento, así como el elevado costo de la exploración, a fin de maximizar la calidad y la cantidad de los datos de cada pozo.
- La adecuación de toma de registros en tuberías de diámetro reducido como una alternativa viable.

- La diversificación de compañías en busca de yacimientos de aceite y gas dentro del extenso campo de la energía, incluyendo la perforación con tuberías de diámetro reducido y su apreciación de gran potencial de las técnicas de toma de registros.

Para alcanzar todas las demandas en perforación, exploración y producción el servicio de toma de registros es de vital importancia.

Un equipo completo de herramientas de toma de registros en pozos de diámetro reducido adecuado para los diferentes diámetros del pozo se encuentran disponibles en el mercado.

Todas las unidades de registros son computarizadas con lo último de la tecnología de microprocesamiento y los resultados de los registros son presentados inmediatamente en el lugar. Actualmente se dispone de las siguientes herramientas y servicios:

- Sónico
- Densidad compensado
- Neutrón/Neutrón Termal
- Neutrón computarizado
- Rayos gama natural
- Resistividad
- Resistividad enfocado
- Resistividad-inducción
- Calibrador
- Temperatura
- Desviación
- Disparos
- Cortes de TR
- Colocación de tapones intermedios
- Servicios de pesca

Para control de trabajos de tubería de revestimiento, está disponible un localizador de coples y un registro de cementación.

La Figura 10 muestra un diagrama esquemático de dos herramientas para diámetro reducido.

Se dispone de dos tipos de unidades de toma de registros, la primera es una unidad montada sobre un tracto camión y la otra es una unidad montada sobre un remolque.

2.10.1 Aplicación de los Registros Geofísicos

Los registros geofísicos corridos en pozos de diámetro reducido son similares a aquellos que se corren en pozos convencionales. Sin embargo los registros tomados en pozos convencionales son de mejor calidad que los registros que se toman en pozos de diámetro reducido. La tecnología de toma de registros geofísicos en pozos de diámetro reducido es utilizada en la industria minera para la evaluación de carbón mineral, uranio y otros minerales. En la actualidad ha sido utilizada para objetivos de exploración petrolera. Se han logrado avances significativos en años recientes en la industria de toma de registros en pozos de diámetro reducido y las pruebas se han llevado a cabo mediante los siguientes registros: de rayos gamma natural, de densidad, de neutrón, sónico, potencial natural, resistividad, laterolog, inducción, de profundidad, calibrador y de temperatura.

Las pruebas y resultados de registros tomados en pozos de diámetro reducido, aunque generalmente son inferiores a pruebas y registros convencionales, cuando son interpretados con datos de núcleos proporcionan una perfecta evaluación del intervalo perforado comparados con los registros en pozos convencionales con solo los recortes de las formaciones atravesadas. La calidad de la interpretación de los registros, especialmente en áreas exploratorias, depende principalmente del número de núcleos disponibles, los cuales generalmente son pocos en pozos convencionales.

2.10.2 Micro Registro Geofísico

El micro registro fue establecido originalmente para proporcionar servicios de toma de registros para los pozos perforados por la compañía Microdrill. Dicha compañía tiene especializado el procedimiento de medición de características de los pozos con el uso de instrumentos sofisticados para toma de registros geofísicos con línea de acero. Un extenso rango de herramientas de toma de registros permite medir en el fondo del pozo una variedad de parámetros geofísicos tales como densidad, porosidad, resistividad, velocidad del sonido,

rayos gama natural y temperatura. Los servicios se aplican en la exploración de carbón mineral, agua y aceite

2.11 TÉCNICA DE PERFORACIÓN DE NUCLEO CONTINUO

En este sistema se utiliza una unión giratoria de potencia para transmitir la rotación y el peso sobre la barrena, con el cual se desarrollan velocidades de rotación de 300 a 600 rpm con pesos de 2 a 5 ton. Usualmente se trabaja con velocidades de rotación de 400 a 800 rpm al tener espacios anulares de 0.5" para 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 se pueden obtener núcleos continuos cada 12 metros si se requiere. La extracción de núcleos se lleva a cabo usando barriles nucleadores recuperables y barrenas nucleadoras de 4 3/8" con una eficiencia del 98% de recuperación.

Ventajas:

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

Desventajas:

- Sólo para pozos poco profundos
- Dificil control en pozos geopresionados y de gas
- Ritmos de penetración bajos

2.11.1 Evolución del Sistema de Nucleo Continuo en Pozos de Diámetro Reducido, en Exploración y Explotación de Gas y Aceite

El sistema para perforar pozos de diámetro reducido tiene tres variaciones básicas: pozo de diámetro reducido con poca toma de núcleos o sin ellos, pozos en los cuales se nuclea el 90% o más (por cada núcleo cortado), y pozos de

diámetro reducido en combinación con extracción de núcleos y perforación completa.

En la tecnología empleada por la industria minera para perforar, el equipo es muy pequeño y ligero comparado con uno de perforación de pozos de aceite para una capacidad similar de profundidad.

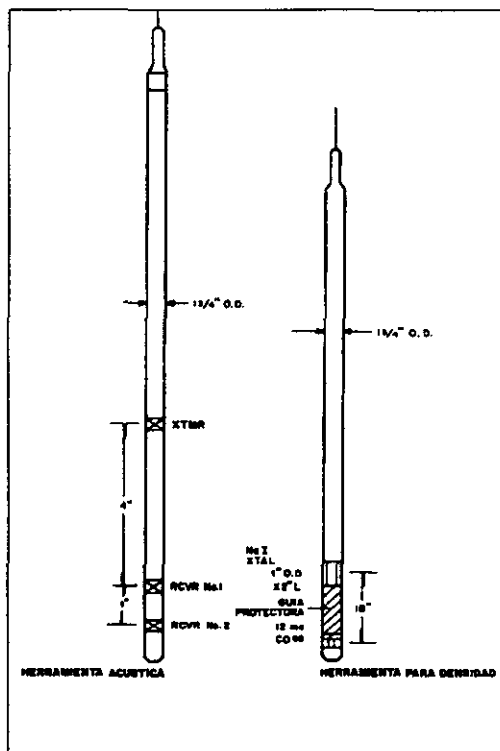


Figura 10. Herramientas para Diámetro Reducido.

El rango de gastos de circulación va desde 5 hasta 70 gpm. La rotación de la sarta se realiza mediante una perforadora ligera la cual es capaz de proporcionar una velocidad de 2,000 rpm. La sarta de perforación gira en un agujero con un espacio anular menor que 1/2 ". En diámetros pequeños, de 4 3/8", se usan barrenas nucleadoras de arrastre.

Debido a que la mayoría de estos equipos son hidráulicos, las perforadoras ligeras pueden hacer girar la sarta de perforación a velocidades variables arriba de 2,000 rpm, dependiendo del torque disponible. Estos sistemas son usados también para elevar y bajar la sarta hidráulicamente. La perforadora tiene un rango de carrera de varilla de 2 a 11 pies (0.6 a 3.4 m), para lo cual a la vez debe ser levantado para regresar la sarta. Los diámetros externos de la sarta van desde 1.75 a 5". La sarta lisa proporciona una superficie suave que actúa como un eje de apoyo dentro del espacio anular y cuya longitud varía de 3.28 a 19.69 pies(1 a 6 m).

2.11.2 Equipos de Nucleo Continuo para Pozos de Diámetro Reducido

El equipo PM 603, de 400 hp, es utilizado para la toma de núcleos y esta montado en un remolque para alcanzar una profundidad de 10,000 pies. Este equipo es completamente hidráulico, en la cual la energía eléctrica solamente se utiliza para iluminación e instrumentación, consta de 3 unidades de potencia de aceite, la más pequeña de éstas controla la bomba centrífuga y parte del sistema de lodo, mientras las otras unidades, le proporcionan potencia al resto del equipo y a las bombas de lodo.

El tercer sistema es más grande, se localiza en el mismo equipo de perforación y puede manejarse con cualquier combinación de las cinco componentes desligadas de las bombas, cada una asignada para el mayor funcionamiento del equipo. Estos cinco componentes principales son el control de la mesa rotatoria, llaves, deslizadores, control de los preventores y malacate.

El torque, se transmite del cabezal a la sarta de perforación a través de una unión giratoria de potencia ligera, e hidráulica, conectada a la flecha. El cabezal consta de seis velocidades y es accionada mediante una palanca para el cambio de transmisión, con este elemento alcanza la unión giratoria una velocidad superior a 600 rpm. Las abrazaderas son removibles y van colocadas a cada 10 pies, tanto en la flecha como en la parte superior del cabezal para soportar la sarta de perforación. Cuando se detiene la sarta de perforación para sacar el núcleo, es común adicionar lingadas.

El equipo tiene dos bombas triplex pequeñas. Una bomba se adaptó con tuberías cortas y sus condiciones de operación fueron para un gasto de 173 gpm y una presión de 1,200 psi, y la otra, para 108 gpm y 2,000 psi.

El sistema de lodo, consiste de 4 tanques de 60 bls montados de dos por cada remolque. El primer tanque se divide en tres secciones de 10 bls y otra sección de 30 bls para el asentamiento de arena, los tres primeros están adaptados con agitadores hidráulicos para mantener los sólidos en suspensión.

El equipo de control de sólidos, incluye dos cribas vibratorias de 24", una centrífuga cuya capacidad es de 10 gpm y una represa para hidrociclones. El lodo se mezcla y es desplazado a un mezclador.

El equipo de control del pozo, incluye un preventor doble Shaffer LWS, un preventor anular Hydril GK, una cabeza de alta velocidad McGuire y una válvula hidráulica Cameron. El múltiple de estrangulación consiste de un estrangulador manual, un estrangulador hidráulico Thornhill-Craver y una tubería abierta. Los estranguladores y líneas de control están colocados en la salida del preventor doble.

2.11.3 Selección del Equipo

Los equipos de perforación en la industria petrolera son bastante efectivos, tanto en pozos convencionales, como en pozos de diámetro reducido. Sin embargo, los primeros equipos pueden nuclear longitudes pequeñas con una eficiencia limitada. Esto se debe al viaje completo obligatorio para recuperar cada barril nucleador. En tanto que los equipos mineros de perforación se utilizan solamente en formaciones superficiales, siempre perforan agujeros de diámetro reducido, y se nuclea continuamente en la mayoría de los pozos. Los equipos mineros y sus accesorios son bastante efectivos para estas operaciones, puesto que:

- Sus dimensiones menores reducen el área para su colocación (9,000 ft² con presas de lodo) y son mucho más ligeros que los equipos petroleros.
- La reducción en volumen permite transportarlo mediante helicópteros o montado en trailers.
- La potencia de diseño es baja, comúnmente es de 300 a 400 hp.
- El sistema de manejo de la sarta de perforación usa una unión giratoria de potencia ligera, mediante la cual se transmite rotación y peso a la barrena.

- El diseño hidráulico permite flexibilidad en las condiciones de operación tales como el peso sobre barrena (PSB), ritmo de perforación y velocidad de rotación. Los controles automáticos hidráulicos, son necesarios para asegurar la protección de la rotación rápida, especialmente en caso de una variación repentina del torque.
- El sistema de núcleo continuo, permite recuperar el barril interior del barril nucleador, usando una línea de acero y sin necesidad de levantar la sarta de perforación. Por ejemplo, a 2,000 m la perforación solamente se interrumpe de 15 a 20 min. por cada 6 m de núcleo recuperado.
- Las barrenas nucleadoras están impregnadas de diamantes o con una superficie de diamantes, diseñadas especialmente para altas rpm y bajo PSB para perforar rocas duras.

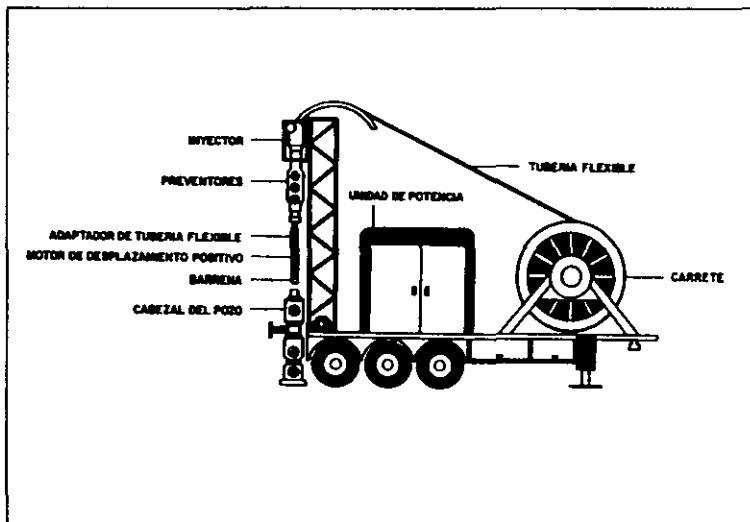


Figura 11. Sistema de Reparación con Tubería Flexible.

2.12 TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE PARA POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Desde hace muchos años la tubería flexible ha sido empleada como 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.

Sistema de perforación con tubería flexible y motor de fondo

Slim Drill International y otras compañías son pioneras en el uso de motores de fondo pequeños (1 ½" a 3 ¾") de altas velocidades y alto torque para perforar agujeros de diámetro reducido (2 a 4 ½"), Figura 11. Con el empleo de motores de fondo se alcanzan velocidades de rotación de 500 a 1,000 rpm y se pueden obtener ritmos de penetración de 3 a 4 veces mayor que con los equipos rotatorios. 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.

Esta técnica de combinar con tubería flexible y motor de fondo, sólo serviría para conducir la herramienta de fondo, 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 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
- Reducción del costo total de perforación

Desventajas:

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

2.12.1 Aplicaciones

Profundización de Pozos Existentes

La aplicación de la tubería flexible para la perforación de pozos, puede partir de un pozo adorado o no, después de haber colocado un tapón de cemento o sin ello. Esta actividad se lleva a cabo, bien sea para incrementar la profundidad vertical, desviar el pozo o profundizar horizontalmente.

Al perforar con tubería flexible se anexa un aparejo de fondo relativamente largo a fin de poder aplicar el peso requerido en la barrena y mantener la tubería en tensión, evitando así que se pandee haciendo que el punto neutro se localice en la sección del aparejo de fondo.

Con el empleo de la tubería flexible es posible perforar con columnas desbalanceadas, minimizando riesgos de daño a la formación (fracturamiento), eliminando posibles pegaduras por presión diferencial. Además, se logra incrementar la velocidad de penetración.

Muchas compañías se han dedicado a la búsqueda del mejoramiento de aplicación de la tubería flexible en las operaciones de perforación de pozos, dándole gran importancia a la perforación de pozos de diámetro reducido.

Los aspectos más importantes que limitan el uso de la tubería flexible son:

- Tamaño y peso
- Diámetro y ovalamiento

- Condiciones de operación (presión y tensión)
- Vida útil
- Hidráulica de perforación

Estos aspectos están interrelacionados aún cuando se pueden analizar por separado.

Límites de Tamaño y Peso

La longitud de la tubería flexible varía de acuerdo a las dimensiones del tambor que la contiene y de la potencia de arrastre del malacate.

Límites Mecánicos

Debido a la carga de tensión sujeta a la tubería flexible, la profundidad es una limitante de aplicación de esta tubería, aún cuando el efecto de flotación le favorece. Mientras el esfuerzo de cedencia está regida por el espesor de pared y del material con la cual está construida. Por ejemplo, si se asume que la tubería flexible tiene un espesor de pared constante y del mismo material, la longitud máxima de trabajo aceptable sin exceder el 80% del esfuerzo de cedencia de la tubería, está dado por:

$$Prof\ max. = \frac{\sigma_y}{4.245 - 0.06493 \rho_L} \quad (2.75)$$

donde:

$Prof\ max.$, Profundidad máxima	[pies]
σ_y , Esfuerzo de cedencia	[psi]
ρ_L , Densidad del lodo	[lb/gal]

Para un material cuyo esfuerzo de cedencia es igual a 70,000 lb y densidad del lodo de 8.6 lb/gal, la profundidad máxima sería de 19,000 pies. Este cálculo es independiente del tamaño y peso de la tubería. Además, se supone al pozo lleno de fluido de perforación y no está considerado el esfuerzo a que pudiera someterse en operaciones de pesca.

Generalmente la tubería flexible, se combina en función a las cargas a que estará sujeta y a la profundidad. Es decir, para secciones cercanas a la superficie, el espesor de pared y peso son mayores, en tanto en intervalos cercanos al fondo del pozo son menores.

2.12.2 Aplicación en Pozos Desviados

En pozos desviados se emplea un modelo para determinar los esfuerzos actuantes en la tubería de producción, estos esfuerzos son semejantes a los que actúan en la tubería flexible.

Cuando la tubería flexible está en compresión en la sección vertical del pozo, toma inmediatamente la forma helicoidal. En tanto si el pozo es desviado, primero adopta forma senoidal. Conforme las cargas compresivas se incrementan, la forma se vuelve helicoidal. Si estas fuerzas compresivas van aumentando sobre la helicoidal, las fuerzas en contacto con la pared asociado con la hélice también se incrementan. Esta nueva forma de la tubería hace que las fuerzas por fricción aumenten notablemente.

La fuerza que puede aplicarse a la tubería flexible para empujar el aparejo de fondo en la sección curva, está limitada a su resistencia al ser comprimida en la sección vertical, Figura 12. Debido a que el peso no es transmitido en un 100% a la barrena, se observa una disminución en la velocidad de penetración, Figura 13, y el esfuerzo a la compresión de la tubería flexible se ve limitado. Para mejorar este efecto, es necesario añadir al aparejo de fondo uniones flexibles o elementos flexibles que permitan disminuir los esfuerzos por fricción en la parte curva del pozo.

Límite de Torsión

Este efecto no es trascendental en la tubería al estar perforando, ya que el torque no se transmite directamente a la T.F., sino al aparejo de fondo.

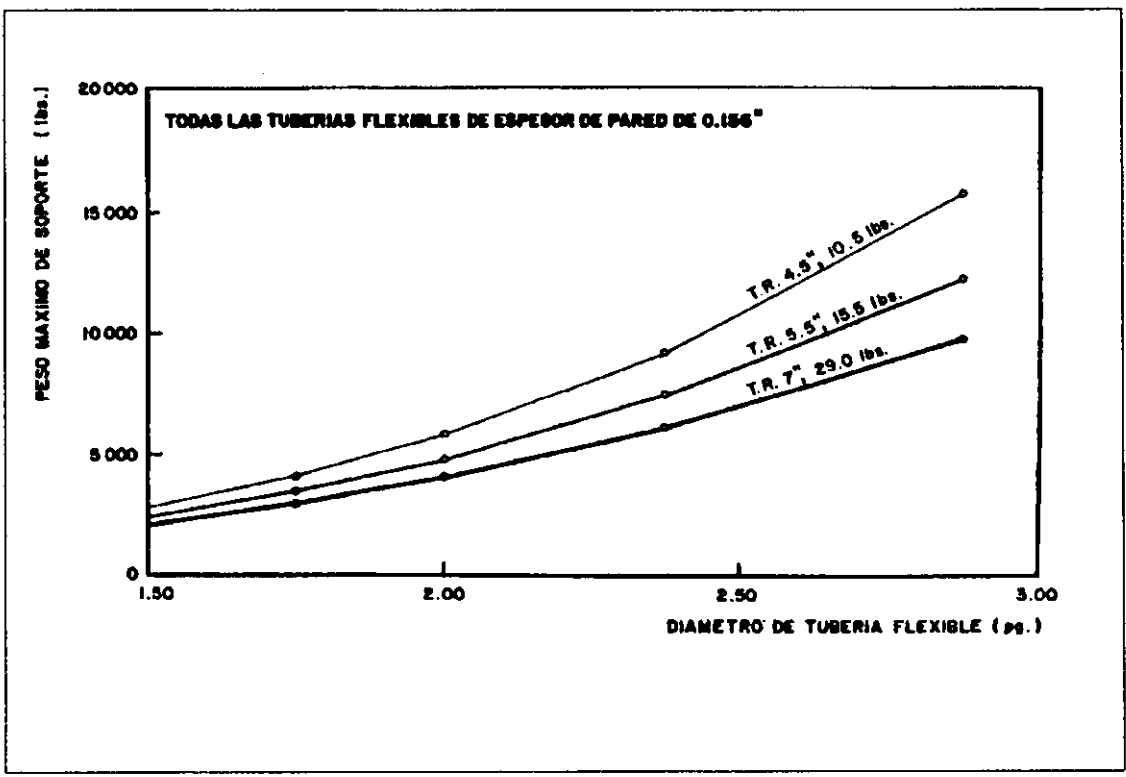


Figura 12. Peso Máximo de Soporte en un Pozo Vertical.

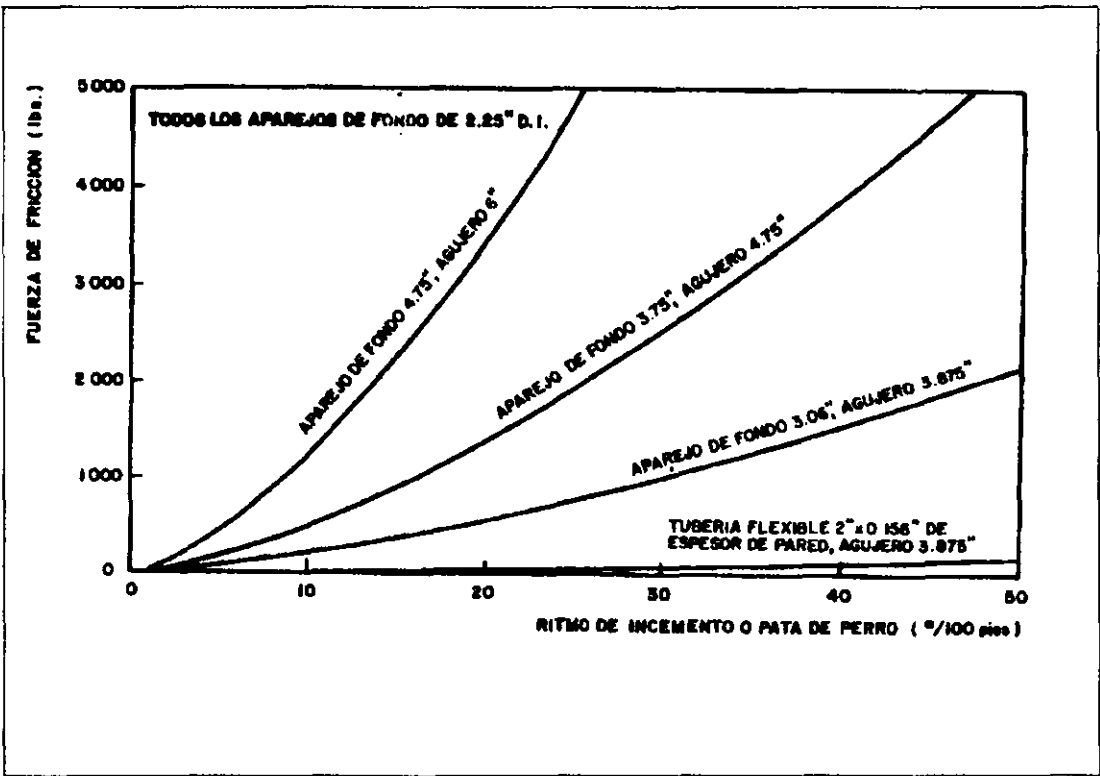


Figura 13. Fuerza de Fricción en el Aparejo de Fondo debido
 al Ritmo de Incremento o Pata de Perro.

Límite de Diámetro y Ovalidad

El límite de diámetro y ovalidad es determinado en el aspecto físico observable de la tubería flexible. en las instalaciones superficiales (carrete, cuello de ganso, cabeza inyectora y sistemas de preventores). La tubería al estar doblada se deforma plásticamente conservando esfuerzos residuales durante su uso, los cuales no son considerados en el criterio de cedencia. Este esfuerzo causa elongación de la tubería. En este proceso existe un cambio en el comportamiento de la tubería al incrementar su diámetro, así como de la longitud y radio de curvatura del cuello de ganso, que expresado matemáticamente se tiene:

$$R_{ccg} = \frac{E r_e}{\sigma_y} \quad (2.76)$$

donde:

R_{ccg} , Radio de curvatura de trabajo del cuello de ganso [pies]
 E , Módulo de Young [psi]
 σ_y , Esfuerzo de cedencia [psi]
 r_e , Radio exterior del tubo [pg]

La Tabla 5 muestra algunas relaciones de diámetro de T.F. y la curvatura permisible de trabajo del cuello de ganso.

Tabla 5. Curvatura Permisible para Varios Diámetros de Tubería Flexible.

DIÁMETRO EXTERIOR (pg)	RADIO DE CURVATURA (pies)
1.00	16.6
1.25	20.8
1.50	25.0
1.75	29.2
2.00	33.3
2.38	39.6

Esfuerzos en la Tubería Flexible

Los esfuerzos que absorbe la tubería flexible son generados por presiones internas y externas, las cuales se traducen como cargas de tensión y compresión. Las fuerzas externas causan un esfuerzo de cedencia en el material de la tubería, descritos en tres esfuerzos principales, esfuerzo axial, esfuerzo radial y esfuerzo tangencial, Figura 14.

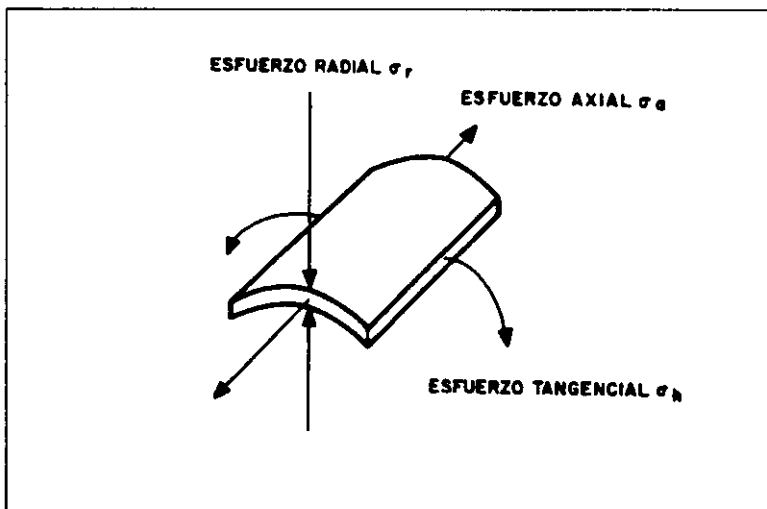


Figura 14. Tres Tipos Principales de Esfuerzos en Tubería Flexible.

Esfuerzo Axial

El esfuerzo axial se observa cuando la tubería se somete a tensión, definido por:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} \quad (2.77)$$

donde:

F_a , Carga axial sobre la tubería (tensión o compresión)	[lb]
σ_a , Esfuerzo axial	[psi]
A , Área transversal del tubo	[pg ²]

Cuando la tubería flexible está en compresión, F_a es negativa. Si esta carga es grande, la tubería toma la forma helicoidal, siendo ésta más severa cuando el pozo tiene patas de perro (desviado y horizontal).

Lubinski ha encontrado las siguientes relaciones para el cálculo de la deformación de la tubería flexible en forma de hélice:

$$C = \frac{4\pi R}{\lambda^2 + 4\pi R^2} \quad (2.78)$$

$$F_a = \frac{\pi^2 E I}{\lambda^2} \quad (2.79)$$

Mediante una serie de consideraciones y tomando en cuenta que la tubería flexible al estar en compresión absorbe dos tipos de esfuerzos, tensión y compresión simultáneamente, el esfuerzo axial máximo a la compresión se calcula mediante:

$$\sigma_a = F_a \left[\frac{1}{A} + \frac{R r_e}{2 I} \right] \quad (2.80)$$

Esfuerzo Radial y Tangencial

Estos esfuerzos pueden ser calculados aplicando las fórmulas:

$$\sigma_r = \frac{-P_i n^2 (r_e^2 - r^2) - P_e r_e^2 (r^2 - n^2)}{r^2 (r_e^2 - n^2)} \quad (2.81)$$

$$\sigma_{tn} = \frac{P_i n^2 (r_e^2 + r^2) - P_e r_e^2 (r^2 + n^2)}{r^2 (r_e^2 - n^2)} \quad (2.82)$$

El esfuerzo máximo permisible de la tubería flexible en el punto interno o externo está dado cuando $r = n$ entonces $\sigma_r = -P_i$

$$\sigma_{tn} = \left(\frac{(n^2 + r_e^2) P_i - 2 r_e^2 P_e}{r_e^2 - n^2} \right) \quad (2.83)$$

cuando $r = r_e$ entonces $\sigma_r = -P_e$

$$\sigma_{tn} = \left(\frac{2 n^2 P_i - (n^2 + r_e^2) P_e}{r_e^2 - n^2} \right) \quad (2.84)$$

Criterio de Elongación por Cedencia

Para determinar la elongación por cedencia de la tubería flexible se pueden emplear los criterios de Tresca y de Von Mises. Estos dos métodos ofrecen la misma precisión en resultados con un error aproximado del 15%. En los dos casos sólo se analiza el esfuerzo bajo condiciones iniciales de elongación de la tubería.

La teoría del esfuerzo máximo de corte para predecir la falla por elongación del tubo, es aplicable cuando existe una diferencia entre el esfuerzo máximo y el mínimo y ésta es igual al esfuerzo de cedencia por tensión de la tubería flexible. En tanto el esfuerzo principal intermedio no es tomado en cuenta.

La condición de VonMises, es también llamado Teoría de Falla por Distorsión de la Energía. Esta teoría incluye la influencia de los tres esfuerzos principales, e involucra el cuadrado de la diferencia entre cada esfuerzo principal, expresado como:

$$2 \sigma_y^2 = (\sigma_{tn} - \sigma_r)^2 + (\sigma_{tn} - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2 \quad (2.85)$$

Esta ecuación debe ser aplicada de acuerdo al tipo de esfuerzo que se trate (tensión o compresión).

Como usualmente el esfuerzo tangencial es mayor en la superficie interna de la tubería, entonces:

$$\sigma_{\theta} = \beta P_i - \beta P_e - P_e \quad (2.86)$$

$$\beta = \frac{r_e^2 + r^2}{r_e^2 + r_i^2} \quad (2.87)$$

y de:

$$\alpha P_i^2 - \gamma P_i + \delta = 0 \quad (2.88)$$

$$\alpha = \beta^2 + \beta + 1 \quad (2.89)$$

$$\gamma = P_e (2\beta^2 + 3\beta + 1) + \sigma_a(\beta + 1) \quad (2.90)$$

$$\delta = P_e^2(\beta + 1)^2 + P_e \sigma_a(\beta + 1) + \sigma_a^2 - \sigma_y^2 \quad (2.91)$$

Finalmente, haciendo P_e constante y variando F_a , se puede obtener P_i :

$$P_i = \frac{\gamma \pm (\gamma^2 - 4\alpha\delta)^{0.5}}{2\alpha} \quad (2.92)$$

Límite de Curvatura

Partiendo de que existen tres esfuerzos principales, se presenta la siguiente ecuación, la cual contempla la diferencia entre las presiones interna y externa:

$$\Delta P = P_i - P_e \quad (2.93)$$

Los diferentes resultados de ΔP pueden ser obtenidos con distintos valores de F_a . En este caso la figura sería una elipse truncada del lado izquierdo, debido al esfuerzo axial por pandeo helicoidal, calculado con la ecuación:

$$\alpha_{cb} = \frac{F_a R r e}{2 l} \quad (2.94)$$

La Figura 15 muestra un ejemplo en la cual P_e es igual a cero. En tanto el área interior de la curva representa los valores del producto F_a por ΔP y es donde no ocurre elongación de la tubería flexible. Asimismo, la curva también representa el límite en la cual ocurre elongación en la T.F.

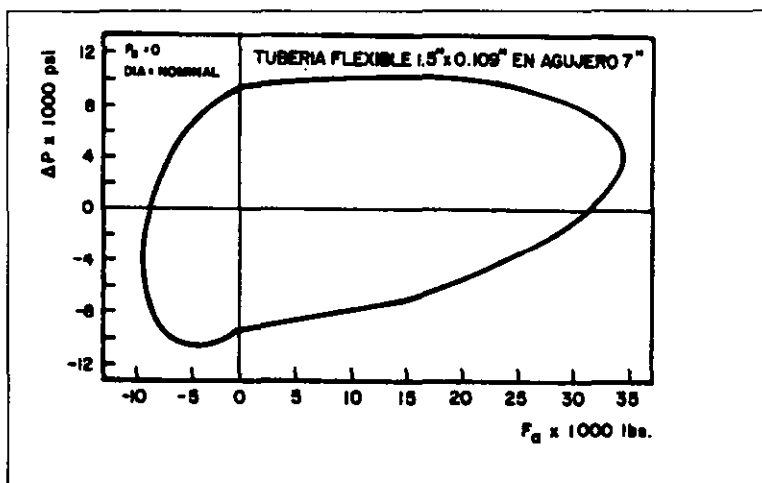


Figura 15 Curva de cedencia inicial para presión interna

La Figura 16 presenta dos curvas una para $P_e = 0$ y otra para $P_e = 7,500$ psi. Estas curvas muestran la diferencia en el límite de cedencia inicial para estas dos presiones externas. Seleccionando las porciones uniformes en el origen de estas dos curvas podemos construir otra de interés, donde de tres variables P_i, P_e y F_a se reduce a dos, ΔP y F_a , para un intervalo de P_e de 0 a 7500 psi. Esta curva se observa en la Figura 17, no se presentan los valores grandes de los límites de

cedencia verdadero. Sin embargo, es la que mejor se ajusta al comportamiento del límite de cedencia de la tubería flexible.

Consideraciones de Diámetro Máximo

La tubería flexible tiende a incrementar su diámetro durante su vida útil, en este proceso el espesor de pared se adelgaza. Por tal motivo, es recomendable registrar continuamente el diámetro de la tubería.

Algunas compañías, como Schlumberger, dan una tolerancia máxima del 6% del diámetro original de la tubería para su buen desempeño de trabajo.

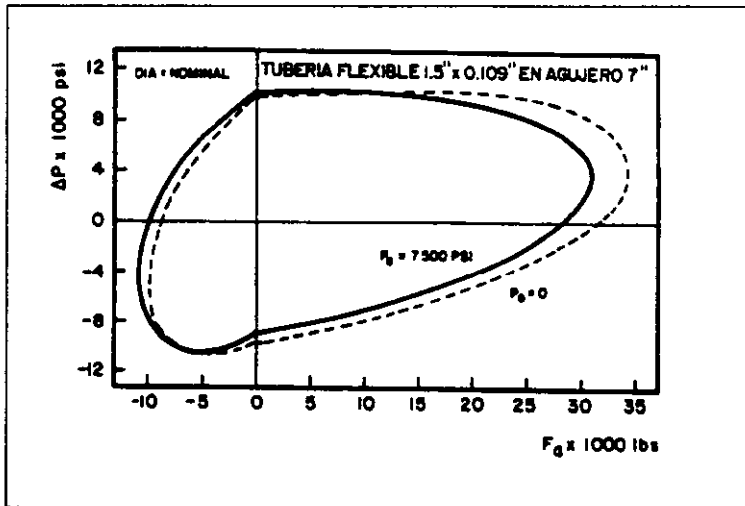


Figura 16. Curva de Cedencia Inicial para Presión Interna y Externa.

Para el cálculo de la curva límite, se supone que el adelgazamiento ocurre uniformemente alrededor de la tubería y este nuevo espesor puede obtenerse de:

$$n^2 = (r_e^2 - 2r_e w + w^2)^{0.5} \quad (2.95)$$

$$w^2 = r_e^2 - r_j^2 \quad (2.96)$$

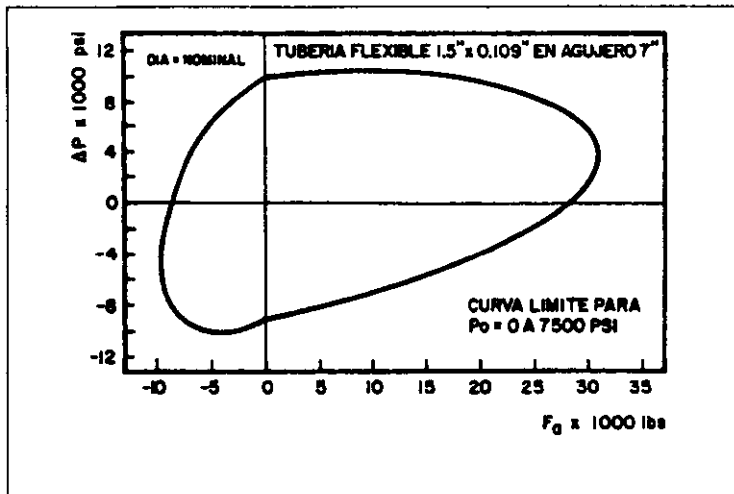


Figura 17. Curva de Cedencia Límite para Presión Interna y Externa.

La Figura 18 muestra cuatro curvas, dos para el tamaño nominal con $P_e = 0$ y 7500 psi y dos del diámetro máximo.

La curva límite uniforme es ajustada en base a estas cuatro curvas y se ve como una curva envolvente, Figura 19. Algunas veces a la curva se le aplica un factor de seguridad. Por ejemplo para este caso, se multiplicaron los valores de F_a y ΔP por el 80% cada una, para obtener la nueva curva límite. Cuando ΔP es negativa (presión de colapso), se afecta por el 50%, en tanto que F_a por el 80%.

Límite Máximo de Presión y Tensión

Una de las pruebas que se realizan a la tubería flexible, es la de presión máxima permisible de trabajo cuando se encuentra enrollada en el tambor. F_a y P_e son considerados igual a cero. En consecuencia, la presión de cedencia sería la más baja a un diámetro máximo. La presión máxima de prueba afectada por un factor de seguridad del 5% está dada por:

$$P_{\text{prueba}} = 95\% \frac{\sigma_y}{(\beta^2 + \beta + 1)^{0.5}} \quad (2.97)$$

y

$$\beta^2 = \frac{r_e^2 + r_j^2}{r_e^2 - r_j^2} \quad (2.98)$$

Para el cabezal del equipo, la presión de prueba está afectada por un factor de seguridad de 150% con respecto a la presión máxima de trabajo.

$$P_{maxw} = \frac{P_{prueba}}{1.5} \quad (2.99)$$

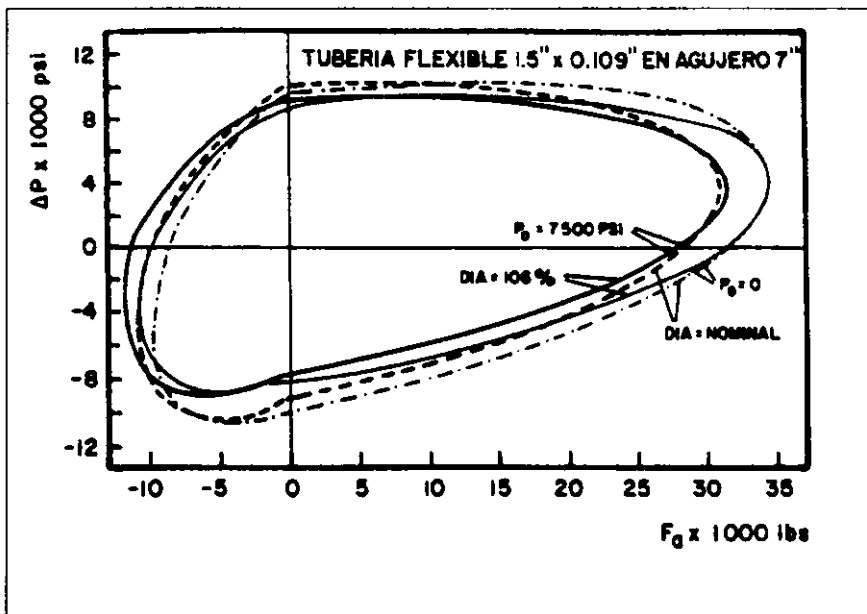


Figura 18 Curva de Cedencia Inicial para Rangos de Presión y Diámetros

En la Figura 19 se observa el comportamiento de presiones de prueba y máxima de trabajo como líneas horizontales.

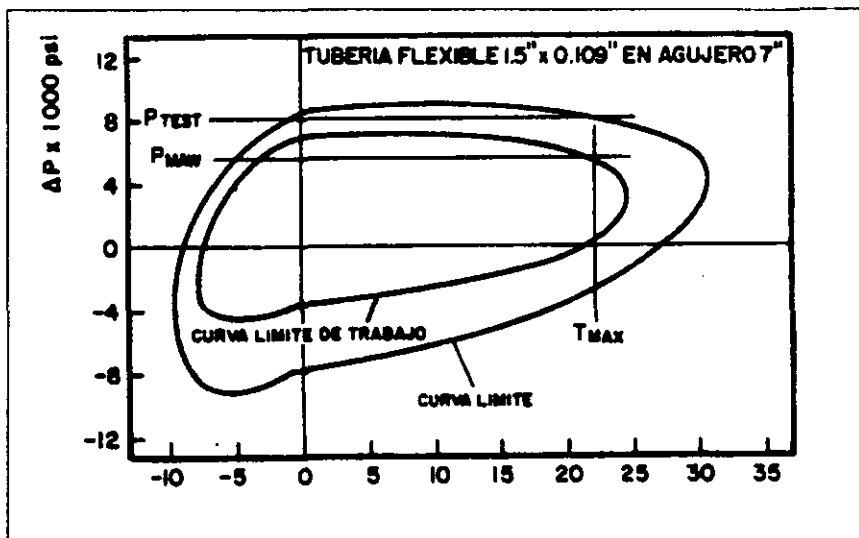


Figura 19. Curva de Cedencia Límite para Rangos de Presión y Diámetros.

El límite a la tensión máxima de la tubería flexible, cuando ΔP es positiva, puede resolverse haciendo P_i igual a P_e en la ecuación (2.85) para σ_a . Al multiplicar por el área se obtiene la tensión máxima. Al ser afectada por un factor de seguridad del 20%, se tiene la siguiente ecuación:

$$T_{max} = 80\% A(\sigma_y - P_e) \quad (2.100)$$

Esta tensión máxima se representa con una línea vertical en la Figura 19.

La presión al colapso (con o sin tensión, sin presión interna y con un factor de seguridad del 50%), se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$P_{col} = 50\% \frac{\sigma_y}{\beta + 1} \quad (2.101)$$

El espesor efectivo de la tubería flexible decrece durante su vida útil debido a la corrosión, sobre todo cuando se bombean fluidos ácidos. Bajo estos efectos, es necesario llevar un registro continuo del espesor de pared de la tubería, o

realizar pruebas de elongación en pequeñas muestras de la tubería. El espesor de la tubería puede ser calculado con buena aproximación aplicando la siguiente ecuación:

$$W_{\text{eff}} = 90\% \left[r_e - \left(r_e^2 - \frac{F_y}{\pi \sigma_y} \right)^{0.5} \right] \quad (2.102)$$

Ovalamiento

Frecuentemente durante su vida útil la tubería flexible sufre ovalamiento. Este efecto se observa con mayor severidad en el tambor debido al enrollamiento y al pasar a través del cuello de ganso. Algunas compañías, como Schlumberger, recomiendan un máximo de ovalamiento del 6% del diámetro normal de la tubería. Como práctica común, al sufrir un ovalamiento exagerado la tubería no pasa por el riel del cuello de ganso, lo cual nos da un indicio de que el ovalamiento es mayor del 10%, siendo muy riesgoso su uso.

Debido a lo anterior, se enuncian algunos aspectos relevantes para mantener los límites de operación de la tubería.

- El esfuerzo a la cedencia nunca debe ser mayor al 7% del esfuerzo límite mínimo especificado por el fabricante.
- El espesor dado en los cálculos debe ser a partir del mínimo del fabricante debido a efectos de corrosión.
- El 6% como máximo deberá tomarse como límite de expansión del diámetro de la tubería.
- De la gráfica en los cuatro casos discutidos, debe tomarse por seguridad la curva interior.
- Los factores de seguridad recomendados en este trabajo han sido los criterios más aceptables.

Consideraciones de la Hidráulica en la Tubería Flexible para Pozos de Diámetro Reducido

Independientemente de que el proceso de cálculo de la hidráulica al aplicar sea semejante a cualquier tipo de pozo, se establecen tres limitantes importantes para el análisis o evaluación en ésta técnica de perforación:

- La velocidad de flujo del fluido de perforación debe ser lo suficientemente alta para el transporte de los recortes generados por la barrena.
- La velocidad de flujo del fluido de perforación debe estar limitada por las caídas de presión en el espacio anular.
- El gasto mínimo de operación debe estar regido por los motores de fondo.

El transporte de los recortes en las secciones verticales, horizontales o curvas, está en función de la reología del fluido de perforación, de la velocidad de penetración de la barrena y del tamaño del recorte. Comúnmente al perforar pozos de diámetro reducido, la velocidad en el espacio anular es mucho mayor que la observada al perforar pozos convencionales. Este proceso ayuda al efecto de capacidad de acarreo del fluido. Sin embargo, debido a la presencia de turbulencia del fluido en el espacio anular, la tixotropía del fluido se ve seriamente afectada. Es decir, la propiedad de suspensión decrementa. Por lo tanto, se debe tener en cuenta al realizar el diseño hidráulico estos efectos de flujo, a fin de minimizar los daños que pudieran presentarse durante las operaciones (pérdidas de circulación, fracturamiento de la formación; asentamiento de recortes, atrapamiento de tuberías, etc).

Por ejemplo, si el tamaño de los recortes es muy pequeño, los cuales se obtienen al perforar con motores de fondo a altas velocidades y poco peso, las partículas son levantadas del fondo con poco gasto de flujo en secciones verticales, en tanto que en secciones curvas u horizontales, el efecto de arrastre toma interés en los cálculos, puesto que estas mismas partículas no son favorables para ser desalojados adecuadamente del fondo del pozo. Esto se debe a que la fuerza de arrastre está en función del área de flujo expuesta por la partícula. De ahí que, puede ser una limitante para alcanzar longitudes mayores de sección horizontal del pozo, sobre todo tratándose de pozos de diámetro reducido.

Nomenclatura

A, área de sección transversal [pg^2]

C, curvatura de la hélice (recíproco del radio de curvatura) [1/pies]

E, módulo de Young [psi]

F_a , fuerza axial [psi]

F_y , fuerza a la cual cede la tubería [lb]

I , momento de inercia [$\pi/64(d_e^4 - d_i^4)$]
 ΔP , diferencial de presión [psi]
 P_i , presión interna [psi]
 P_e , presión externa [psi]
 P_{tes} , presión máxima de prueba [psi]
 P_{maw} , presión máxima de trabajo [psi]
 P_{col} , presión de prueba al colapso [psi]
 r , claro radial entre el agujero y la tubería [pg]
 r , distancia radial del centro de la tubería [pg]
 r_i , radio interno [pg]
 r_2 , radio interno máximo por expansión [pg]
 r_e , radio exterior [pg]
 r_{e2} , radio exterior máximo por expansión [pg]
 T_{max} , límite a la tensión máxima [lb]
 w , espesor de pared de la T.F. [pg]
 w_2 , espesor de pared a un diámetro máximo por expansión [pg]
 w_{eff} , espesor de pared efectivo aproximado [pg]
 α, β , relación de radios [pg]
 γ, δ , parámetro de ajuste [psi]
 λ , longitud senoidal de la hélice [pies]
 σ_a , esfuerzo axial [psi]
 σ_b , esfuerzo de pandeo debido a la curvatura de la hélice [psi]
 σ_{tn} , esfuerzo tangencial [psi]
 σ_r , esfuerzo radial [psi]
 σ_y , esfuerzo mínimo de cedencia [psi]

CAPÍTULO 3

TECNOLOGÍA DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

3.1 INTRODUCCIÓN

La terminación de un pozo es la fase más importante de operación en la vida productiva del pozo. Su principal objetivo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje, etc.). En la planeación no solo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previendo futuras reparaciones y la instalación temprana de sistemas de producción artificial.

En el caso de pozos de diámetro reducido (4 1/2" ó menor), los costos se ven disminuidos debido a la reducción en el material empleado, por lo que la rentabilidad de esta operación resulta atractiva.

Para pozos de diámetro reducido, existen diferentes tipos de terminación y los más comunes son:

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

3.2 TÉCNICAS DE TERMINACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

3.2.1 Técnica de Terminación Sencilla

En esta técnica generalmente el estado mecánico de este tipo de terminación está constituido por una TP de 2 1/5", un empacador recuperable, un niple de asiento y unidades selladoras, como se muestra en la Figura 20.

Ventajas:

- La TR de explotación no es afectada por los fluidos corrosivos, debido a que esta aislada por el empacador.
- Mayores gastos de producción.
- Cuando se necesite incrementar el gasto, se puede producir por TP y por TR.

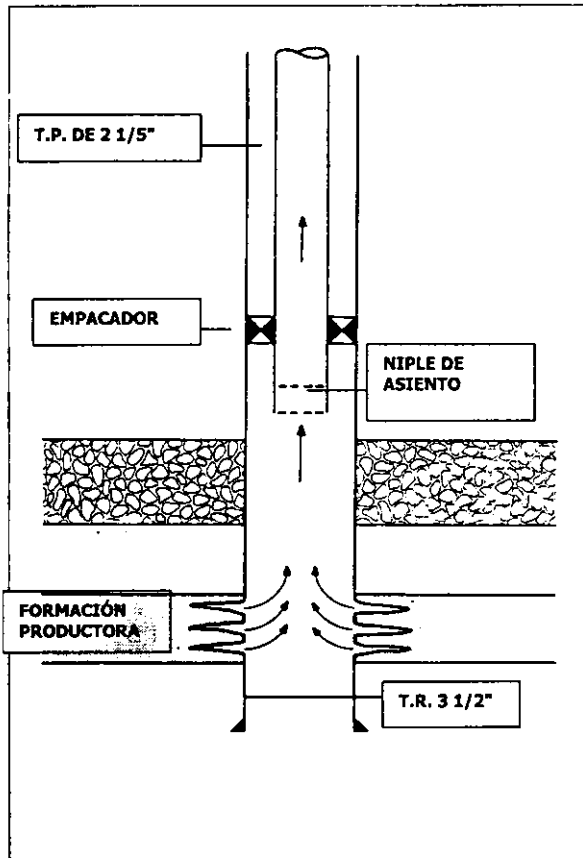


Figura 20. Terminación Sencilla.

Desventajas:

- Disminución del diámetro de la TP por la deposición de parafinas e incrustación de sales.

3.2.2 Terminación Doble

En esta técnica la terminación está integrada por un empacador recuperable, una camisa deslizante, una zapata guía y una tubería de producción. 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.

Otra variante en esta técnica de terminación es la terminación doble, en la cual se emplean sartas concéntricas, quedando la tubería exterior cementada, como se muestra en la Figura 21.

Ventajas:

- La explotación de dos zonas productoras al mismo tiempo sin importar las características de los fluidos producidos.
- Control y terminación de zonas individuales.
- Operaciones de reparación en la cual no es necesario cerrar otros intervalos.
- 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.

Desventajas:

- Se requiere de un excelente trabajo de cementación.
- Posibilidad de perder la producción de una zona o repetir la operación de reparación.
- Disminución de la producción cuando se instala un sistema artificial de producción.
- Su costo es mayor a una terminación monobore, debido a que tiene un mayor número de accesorios.

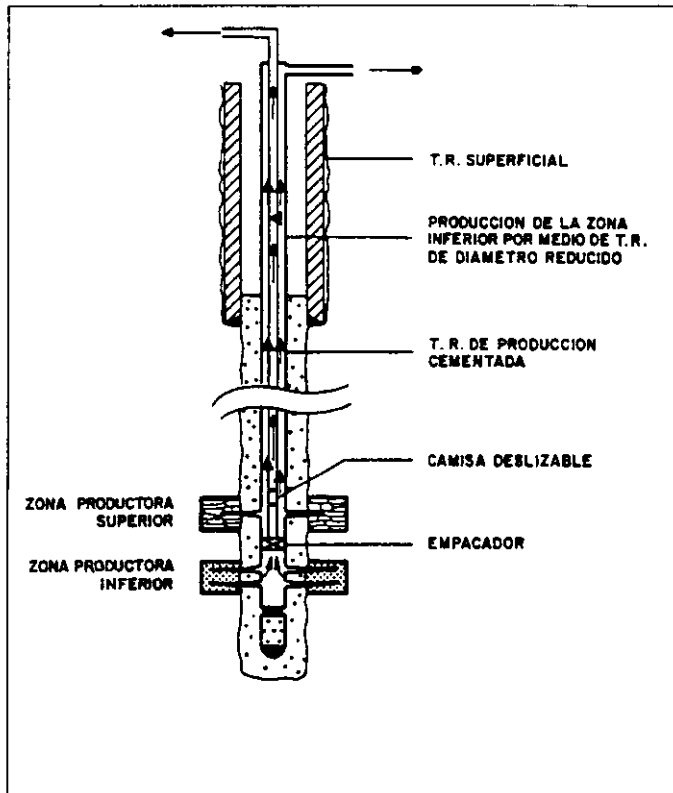


Figura 21. Terminación Doble.

3.2.3 Terminación Monobore

Este tipo de terminación consiste de una tubería de producción y un emparador permanente. Principalmente se caracteriza porque la tubería de producción es del mismo diámetro a lo largo de todo el pozo o del mismo tamaño que la tubería de revestimiento corta de producción, como se muestra en la Figura 22.

Ventajas:

- No es costosa, debido a que lleva muy pocos accesorios.
- Menores caídas de presión debido a que no hay restricción de flujo.
- 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:

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

3.2.4 Terminación sin Tubería de Producción

En este tipo de terminación la tubería de revestimiento de producción es cementada y es usada como tubería de producción, como se muestra en la Figura 23. Esta técnica es recomendable en pozos donde no es necesario producir por el espacio anular.

Ventajas:

- El costo es muy bajo, debido a que no lleva accesorios.
- El tiempo de operación es bajo, debido a que no hay que ensamblar accesorios a la tubería de producción.

Desventajas:

- No es recomendable para yacimientos con producción de gases amargos, ya que genera la corrosión de la tubería.

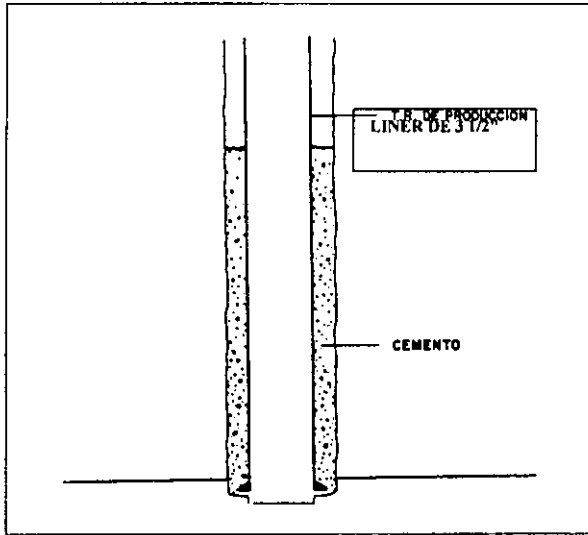


Figura 22. Terminación Monobore.

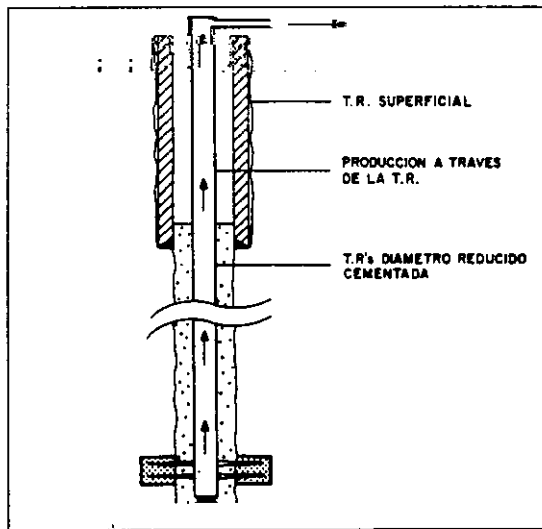


Figura 23. Terminación sin Tubería de Producción.

3.2.5 Terminación de Pozos de Diámetro Reducido con Aplicación de Sistemas Artificiales de Producción

En pozos petroleros, este tipo de terminación requiere equipo especial de bombeo artificial.

Tres sistemas con varillas de bombeo existen para ser usados en pozos con tubería de revestimiento de 4 1/2" de diámetro y más pequeños.

- Bomba estándar de inserción
- Varillas de bombeo huecas
- Diseño de bombeo estándar tipo miniatura

Bomba Estándar de Inserción

Este tipo de bomba no requiere de equipo especial cuando es utilizada con una sarta de varilla de bombeo diseñada adecuadamente. Para obturar la tubería de revestimiento puede ser utilizada una bomba de asiento, ensamblada con sello sobre un niple de asiento colocado dentro de la tubería de revestimiento, o una bomba estándar de inserción anclada.

Ventajas:

- Eliminación de la sarta de producción para mayor economía.
- La bomba de fondo tiene el desplazamiento de una bomba de inserción, en tubería de revestimiento de diámetro pequeño.
- Puede usar varillas de bombeo más largas compatibles con los requerimientos de carga.
- El espacio anular entre las varillas y la tubería de revestimiento está lubricado por fluido.

Desventajas:

- No hay desfogue de gas.
- Reduce las posibilidades para el tratamiento químico.
- Las bombas y varillas pueden llegar a atorarse en la tubería de revestimiento debido a la acumulación de parafinas.
- La tubería de revestimiento está expuesta al desgaste y corrosión.

Varillas Huecas de Bombeo

En la mayor parte de los sistemas de varillas huecas utilizados se conecta una bomba de inserción de 2 a 2 1/2". La bomba está fija sobre un ancla de bomba de inserción sin tener un elemento sellador.

El fluido producido es bombeado por las varillas huecas mientras que el gas desfogado por el espacio anular. En superficie, el fluido producido es descargado a través de una varilla pulida hueca con una conexión flexible, Figura 24.

Ventajas:

- Desfogue de gas para maximizar la eficiencia de la bomba.
- La sarta de varillas de bombeo sirve como una tubería de producción.
- La bomba de fondo tiene el desplazamiento de una bomba de inserción, en tubería de revestimiento de diámetro pequeño.
- El conducto de succión de la bomba puede ser tratado químicamente.
- La arena es confinada en la sarta de varillas huecas. Esto incrementa la velocidad del fluido facilitando el acarreo de la arena.

Desventajas:

- Capacidad de volumen y profundidad limitado a causa del esfuerzo tubular presente.
- Desgaste parcial de la tubería de revestimiento, debido a la falta de lubricación en el espacio anular.
- Las operaciones de pesca deben ser hechas dentro de la tubería de revestimiento.

Diseño en Miniatura

Este sistema para pozos de diámetro reducido se utiliza en donde el volumen producido es poco. Se emplea en tubería de producción de 1 1/4" ó 1 1/2" o en tubería de revestimiento de 2 3/8" ó 2 7/8".

Se han diseñado bombas para pozos de diámetro reducido con los tamaños de tubería mencionados. En vista de los mínimos espacios disponibles, se

recomienda por lo general bombas de inserción de fondo. Los tamaños de bombas más comunes son de 1" en tubería de 1 1/4"; y el de 1 1/6" en tubería de 1 1/2".

La necesidad de varillas de menor diámetro para tuberías de 1 1/4" trajo consigo la fabricación de varillas de 1/2" con acoplamientos de 1" de diámetro exterior. En tuberías de 1 1/2" se emplean varillas de 5/8" con acoplamientos de 1 1/4".

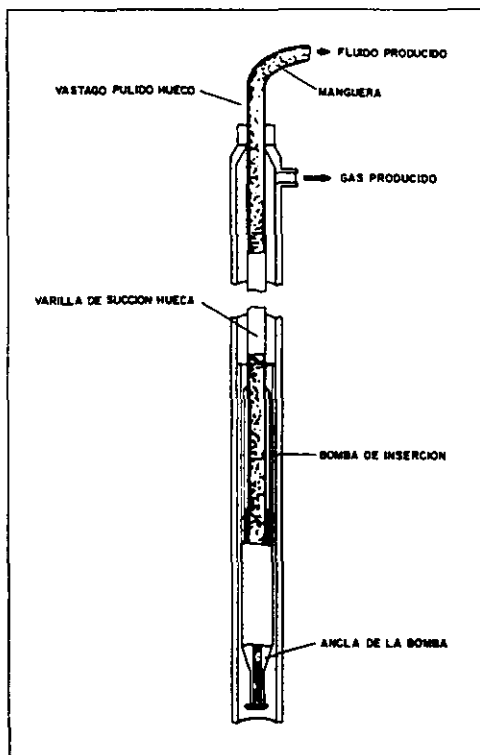


Figura 24. Varillas Huecas de Bombeo.

Ventajas:

- Venteo de gas para máxima eficiencia.
- Tratamiento químico por espacio anular.

- Mínimo desgaste de la tubería de producción y de las varillas por la lubricación del fluido.
- Los sólidos, la corrosión y la parafina quedan confinados en la tubería de producción. Si es necesario, la tubería de producción se puede sacar para rescatar piezas perdidas.

Desventajas:

- Limitación en la profundidad
- Limitación en el volumen.

3.3 REPARACIÓN DE POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO

Las aplicaciones más comunes con la unidad de tubería flexible y snubbing en conjunto con las herramientas antes mencionadas incluyen entre otros: remoción de obstrucciones dentro de la tubería de producción, limpieza interior total de la tubería de revestimiento con herramientas escariadoras, así como el empleo de una potencia giratoria de fondo, que favorece el uso seguro de sargas de trabajo de diámetro reducido, facilitando la profundización del pozo para agujeros profundos, además de abrir ventanas para aplicaciones de pozos horizontales o desviados.

3.3.1 Operaciones de Reparación en Pozos de Diámetro Reducido

El empleo de unidades snubbing ha cambiado el arte en las operaciones de reparación en pozos de diámetro reducido. Aunado a esto, el reciente desarrollo tecnológico de motores de fondo de alta eficiencia de desplazamiento positivo (PDM) y de nuevas herramientas (barrena rotatoria de carburo, escariadores, sustituto de circulación, sustituto de propulsión a chorro, desconector hidráulico de acción rápida, válvula de retención tipo charnela, adaptador de tubería flexible y sarga de trabajo), han fortalecido el empleo de esta unidad ampliando el campo de trabajo en las operaciones de reparación en pozos de diámetro reducido.

En un esfuerzo por reducir los costos y sin necesidad de sacar la tubería de producción del pozo, se ha incrementado el uso de la tubería flexible en conjunción con motores de fondo (PDM) para realizar algunos trabajos de reparación de pozos. Estas operaciones de reparación incluyen:

- Perforación de tapones puente.
- Perforación de cemento.
- Perforación de tapones de arena.
- Remoción de incrustaciones.
- Recuperación de pescados.
- Molienda de pedazos de hierro.
- Profundización del agujero.
- Escariación del fondo.
- Re-cementación y Re-perforación.
- Abrir ventanas para pozos horizontales.

Para realizar estas operaciones se emplean herramientas especiales, las cuales son descritas a continuación.

Barrena Rotatoria de Carburo

La barrena rotatoria de fondo curvo, es generalmente usada en operaciones de reparación que involucra metal y concreto. Esta rotatoria tiene varias ventajas sobre rotatorias de fondo plano y paleta, por su diseño de contorno curvo, permitiéndole mayor agresividad en la acción de recorte sobre el hierro y otros metales y no padece de un grave atoramiento o problemas de deterioro asociado con rotatorias de fondo plano. Además, la agresividad del contorno curvo, proporciona altos valores de penetración en el concreto cuando se combinan la rotación con motores de fondo de alta velocidad. La habilidad para emplear efectivamente la combinación de rotación y motor de fondo para perforar metal y concreto, permite realizar muchos trabajos con una sola barrena eliminando la necesidad de efectuar tantos viajes para cambiarla.

Motores de Fondo

Una de las ventajas del motor de alta eficiencia de desplazamiento positivo (PDM), es que su fuente de potencia se origina en el fondo del pozo, junto con las barrenas rotatorias. La alta velocidad y alto torque de estos motores, lo hacen atractivos para ser empleados en agujeros revestidos y abrir ventanas, para la perforación de tapones con tubería flexible, y en eliminaciones de reparación en pozos horizontales, otra de las ventajas es la eliminación de la rotación de la tubería de perforación, lo que ocasiona la reducción significativa del torque en la sarta de trabajo, y el deterioro de la tubería de revestimiento.

Sustituto de Circulación

El sustituto de circulación, es empleado en operaciones de reparación de pozos de diámetro reducido. Se localiza arriba del motor y está diseñado para desviar el flujo arriba del mismo, esto permite incrementar el gasto para mejorar la limpieza del agujero. El sustituto, permanece cerrado durante la operación de perforación y es activado, por el bombeo de una bola a través de la tubería.

Sustituto de Propulsión a Chorro

El sustituto de propulsión a chorro, desvía parte del fluido al espacio anular por arriba del motor, para incrementar el gasto en el espacio anular y ayudar en la remoción del metal molido del agujero. Por ejemplo, si el PDM requiere un gasto de 50 gpm, y se necesita un gasto de 160 gpm para remover eficazmente los recortes, entonces 110 gpm son desviados al espacio anular por el sustituto de propulsión.

Escariador

Es una herramienta de acción hidráulica, la cual es accionada por el flujo del fluido para abrir las aletas de remoción. Sin mover el mecanismo de cierre, mantenemos las aletas en la posición cerrada cuando se introduce en el pozo, de esta forma se previene de una abertura prematura de las aletas, lo que pudiera provocar una restricción en el pozo. El carburo de tungsteno es el material de corte más comúnmente empleado en las aletas de remoción. Los diamantes naturales y sintéticos son empleados para condiciones extremas del escariador. El escariador que se emplea más frecuentemente es de 4 aletas de remoción. Los valores de penetración que se logran con estos sistemas son de 30 a 60 pies/hora.

Sarta de Perforación

Cuando se presenta una situación difícil, se genera un alto torque en la sarta de trabajo. El rango en los diámetros de la sarta de trabajo va desde 1" a 2 7/8", en tanto el torque límite en la junta de la herramienta es de 3 veces más comparado al de una junta convencional.

Desconector Hidráulico de Acción Rápida

El desconector hidráulico de acción rápida, se utiliza en conjunto con la tubería flexible, y es un mecanismo de seguridad diseñado para desconectar el aparejo de fondo (BHA) de la tubería flexible, en casos de emergencia como en una pegadura. La herramienta es operada por el bombeo de una bola a través de la tubería, la cual asienta dentro de la herramienta causando un abatimiento de presión. Esta fuerza rompe el perno de seguridad de la herramienta, permitiendo el movimiento del pistón para la recuperación a superficie de la tubería flexible. Esta herramienta está disponible para diámetros desde 1 1/4" hasta 2 9/16".

Válvula de Circulación Tipo Charnela

Esta herramienta es empleada para prevenir un brote a través de la tubería flexible. Son válvulas de retención que se conectan en serie una tras otra para tener un respaldo en caso de que algunas de ellas falle y abra totalmente, permitiendo el paso de bolas de varios diámetros, las cuales son necesarias para operar el desconector hidráulico de acción rápida y el aparejo del sustituto de circulación.

Adaptador de Tubería Flexible

El soporte de tubería es una herramienta requerida para adaptar la tubería flexible con el aparejo de fondo. El adaptador debe estar diseñado para resistir el torque transmitido por el PDM. Se debe tener cuidado para minimizar el daño a la tubería flexible.

Centrador de Flejes Elásticos

Los centradores de flejes elásticos, Figura 25, son utilizados para centrar la tubería flexible en la tubería de producción o de revestimiento. Esto es de particular importancia en operaciones de recuperación de pescados y taponés puente. La flexibilidad natural durante el enrollado de la tubería sobre el carrete, podría ocasionar que la tubería flexible se recargara a un costado de la tubería de producción o de revestimiento, provocando que las operaciones se hagan difíciles.

Los centradores se diseñan de tal forma que los flejes permiten ser empujados a través de restricciones cuando se corre o recupera la tubería flexible. Al empujar el centrador a través de una restricción, podrían doblarse o romperse

los flejes, ocasionando que éstos caigan al pozo o que la herramienta se atore en el pozo. Los centradores están disponibles, para varias combinaciones de tubería flexible con diámetros máximos de abertura de la herramienta. En la Tabla 6 se muestran algunas combinaciones:

Tabla 6. Combinaciones de Tubería Flexible con Abertura Máxima de Herramienta.

Diámetro tubería flexible (pg)	Diámetro abertura máxima herramienta (pg)
1	1 3/4
1	2 1/8
1 1/4	1 3/4
1 1/4	2 1/8
1 1/2	2 1/8
1 1/2	2 9/16
1 3/4	2 9/16
2	2 7/8

3.3.2 Remoción de Obstrucciones

Una de las aplicaciones más comunes de reparación durante la etapa de perforación, ocurre cuando una obstrucción es encontrada en la tubería de revestimiento o en la tubería de producción. Estas obstrucciones pueden ser:

- Arena
- Cemento
- Hierro
- Empacadores
- Pescados
- Pegaduras
- Incrustaciones, etc.

Es frecuente que las operaciones de reparación se inicien con unidades de tubería flexible o snubbing. Por razones económicas y para el control del pozo, es imposible emplear equipos convencionales. El aparejo de la figura 26 permite limpiar el agujero de obstrucciones sin necesidad de emplear técnicas de perforación rotatoria convencional, o de sacar la tubería de producción del pozo. Los ritmos de penetración con estos sistemas son totalmente aceptables, obteniendo de 20 a 30 pies/hora cuando se perfora cemento. Cuando se rebaja metal se tienen ritmos de 2 a 12 pg/hr, en cuanto a las incrustaciones, es más difícil establecer el ritmo de perforación, debido a su tipo y composición.

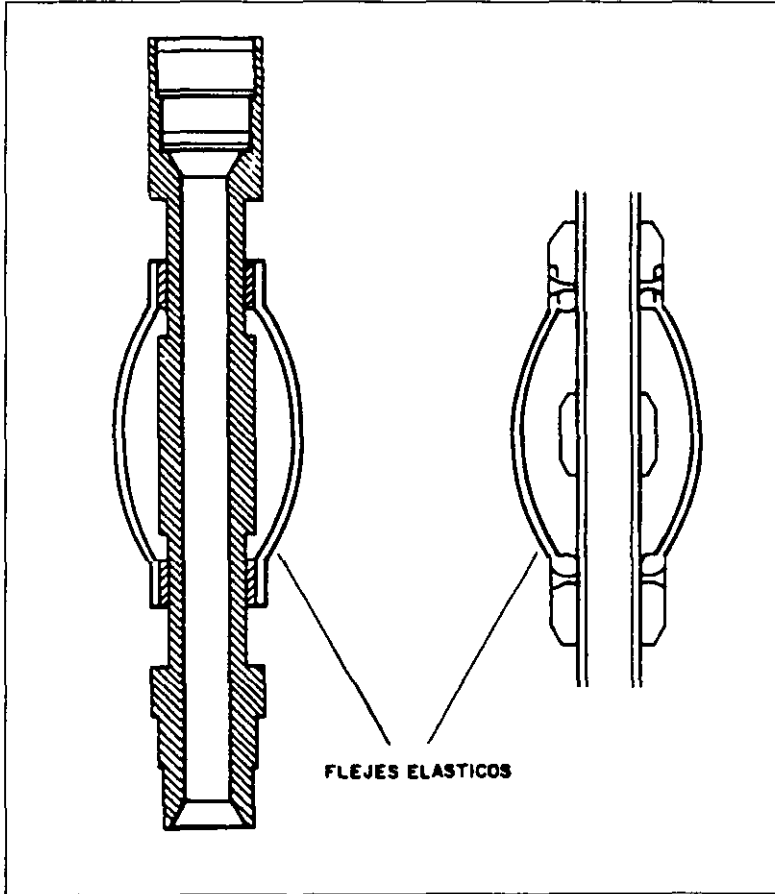


Figura 25. Centrador de Flejes Elásticos.

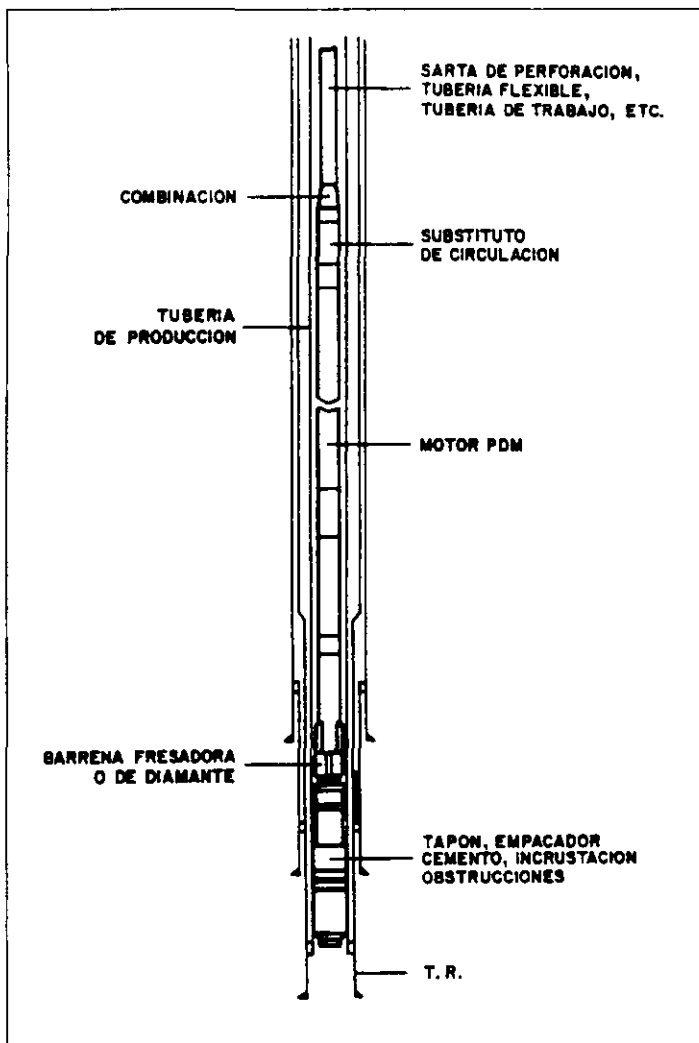


Figura 26. Aparejo para la Remoción de Obstrucciones.

3.3.3 Profundización del Agujero

Es muy frecuente profundizar un pozo para propósitos de exploración o de producción. Las operaciones de profundización son un problema en pozos profundos, cuando han sido terminados con tubería de revestimiento o con tubería de producción de diámetro pequeño, debido al incremento del torque para perforar y rotar la sarta, sobre todo cuando se excede al torque límite de la sarta de trabajo. Para estos casos, el aparejo de fondo debe ser similar a la Figura 27 donde el PDM y la barrena deben ser seleccionados adecuadamente para el tipo de formación a perforar. Para aplicaciones en pozos de diámetro reducido, es recomendable emplear altas velocidades para proporcionar más potencia a la barrena. Las operaciones de profundización en agujeros profundos ha sido usado exitosamente con estos sistemas.

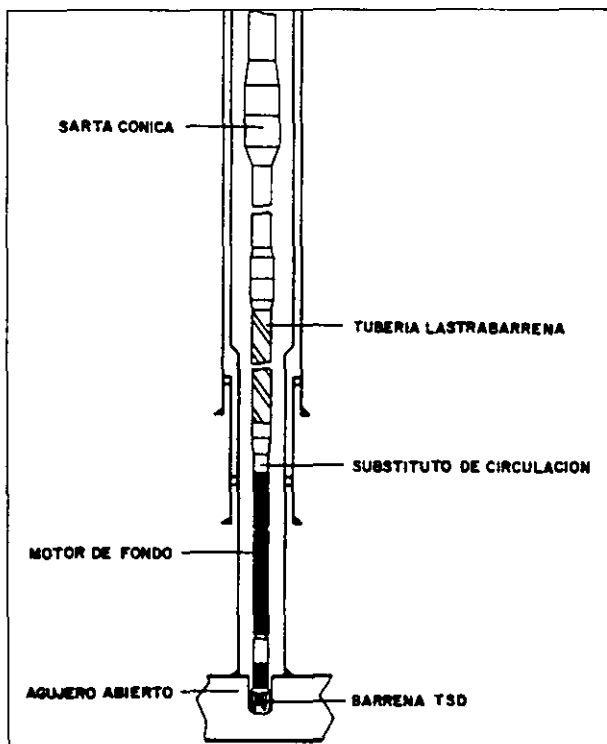


Figura 27. Aparejo para Profundizar un Pozo.

3.3.4 Limpieza de Tuberías de Revestimiento Cortas

La configuración de potencia giratoria de fondo es ilustrada en la Figura 28, este sistema es empleado, para limpiar tubería corta de diámetro pequeño colocada a grandes profundidades, para tal fin el PDM de diámetro reducido es empleado para rotar la sarta y sartas de trabajo de menor diámetro. Por razones de seguridad del aparejo de fondo, el PDM permanece dentro de la tubería de revestimiento colocada por arriba de la tubería corta, esta modificación especial del motor es para soportar la carga anormal presentada por la sarta de trabajo. Por la adecuada semejanza entre el torque del motor y el torque límite de la sarta de trabajo, la probabilidad de que ocurra una torsión es mínima y propicia una mayor potencia a la barrena.

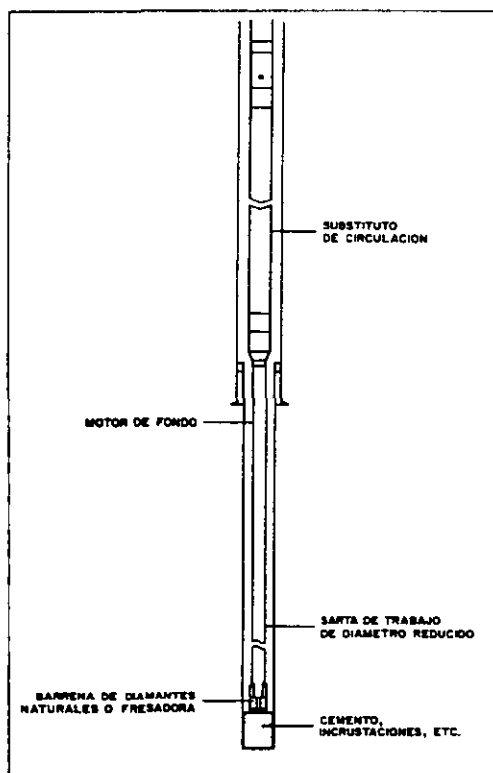


Figura 28. Configuración de Potencia de Fondo.

3.3.5 Operaciones de Limpieza y Perforación con Escariador

Los escariadores de tubería flexible están resultando muy exitosos y atractivamente económicos para las operaciones de reparación. Al principio se utilizaron para complementar la tecnología de cementación con tubería flexible. Posteriormente a la operación de cementación forzada con tubería flexible, el cemento residual dentro de la tubería de revestimiento es escariado totalmente del pozo. El aparejo de la Figura 29, es utilizado exitosamente para este tipo de operaciones, el motor y el escariador son conectados a la tubería flexible de 1 1/2" ó 1 3/4" de diámetro, el diámetro del motor es de 3 3/8" el cual está en función del diámetro de la tubería de revestimiento.

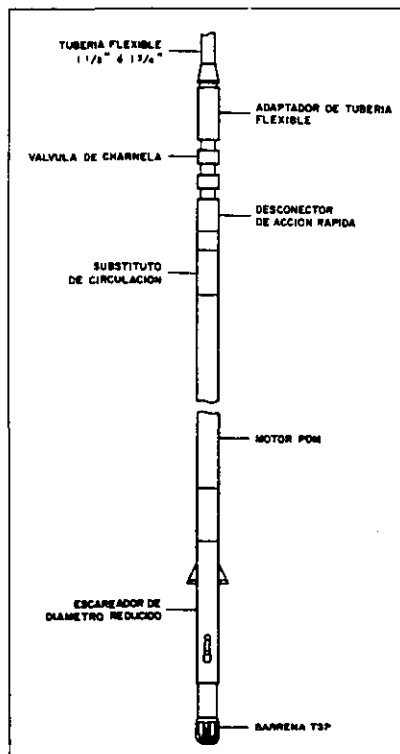


Figura 29. Aparejo de Limpieza y Perforación con Escariador.

3.3.6 Pesca con Tubería Flexible

Algunas veces es difícil o imposible triturar un pescado debido a la falta de rotación. Por esto, la tubería flexible no ha sido empleada para propósitos de pesca. Recientemente, han sido desarrolladas herramientas especializadas y probadas en el campo ampliando las aplicaciones de pesca con tubería flexible. Un sistema de pesca con tubería flexible de 1 1/2" y una herramienta de pesca tipo cuello, es utilizado para recuperar dos pescados a una profundidad de 3,000 m, pero el alto torque y la velocidad de salida del PDM de diámetro reducido, hacen imposible esta operación. Para hacer más atractivo este sistema, se ha desarrollado una herramienta especializada de pesca, la cual consta de un motor de bajo torque y baja velocidad, acoplada a una tubería flexible de percusión, Figura 30. Este sistema puede trabajar en fluidos líquidos y gaseosos.

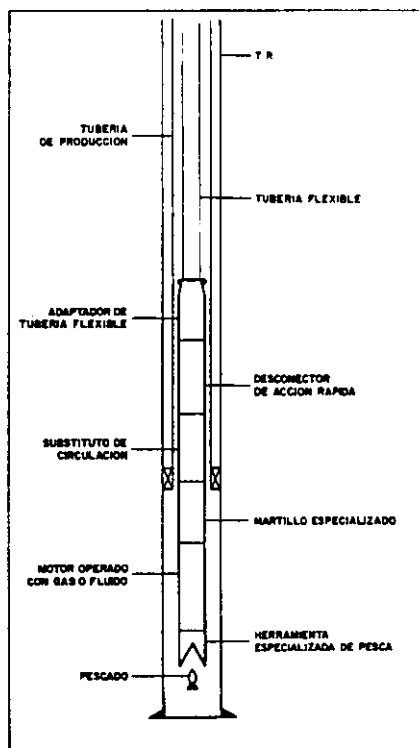


Figura 30. Aparejo de Pesca con Tubería Flexible.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS

En este capítulo se muestra el programa detallado de costos programados y costos reales de la perforación del pozo de diámetro reducido CORINDÓN 535 y del pozo convencional ARCOS 23.

En la Tabla 7 y la Tabla 12 se tiene un resumen de costos programados y costos reales, de un pozo de diámetro reducido y de un pozo convencional respectivamente, estas tablas contienen lo siguiente: subtotal de movimiento del equipo, subtotal de perforación, subtotal de terminación, subtotal de desmantelamiento, viáticos, fracturamientos, indirectos y administración así como el margen de operación. Finalmente el total de costos de cada pozo tanto costo real como el costo programado

4.1 COSTOS PROGRAMADOS

La Tabla 8 y 13 son un reporte detallado de los costos programados de un pozo de diámetro reducido como de uno convencional, en las cuales se ven las intervenciones por etapa, grupo, concepto y días.

La Tabla 9 y Tabla 14 contienen la estructura de costos programados de un pozo de diámetro reducido y de un pozo convencional, se muestran unas gráficas de los porcentajes representativos de cada concepto que interviene en la perforación de pozos.

4.2 COSTOS REALES

La Tabla 10 y 15 son un reporte detallado de costos reales de un pozo de diámetro reducido como de uno convencional, en las cuales se ven las intervenciones por etapa, grupo, concepto y días.

La Tabla 11 y Tabla 16 contienen la estructura de costos reales de un pozo de diámetro reducido y de un pozo convencional, y se muestran unas gráficas de los porcentajes representativos de cada concepto que interviene en la perforación de pozos.

Tabla 7 Resumen de Costos Programados y Reales del Pozo de Diámetro Reducido

Pozo	0		0	
Tipo				
Campo	CORINDÓN			
	PROGRAMA		REAL (VERTICAL)	
PROFUNDIDAD	2,900 M		2,950 M.	
1.-MOVIMIENTO DE EQUIPO		COSTO DIA-EQUIPO		COSTO DIA-EQUIPO
DIAS	7	EN MOVIMIENTO M\$ 31.88	9	EN MOVIMIENTO M\$ 31.880
COSTO EQUIPO EN MOVIMIENTO	223.160	EN OPERACIÓN M\$ 44.89	288.920	EN OPERACIÓN M\$ 44.890
MATERIALES Y SERVICIOS	319.052		435.712	TIPO DE CAMBIO 8.36
SUBTOTAL MOVIMIENTO DE EQUIPO	542.212		724.332	86.439
2.-PERFORACION				
DIAS	25		23	
COSTO OPERACIÓN EQUIPO	1122.250		1032.470	
MATERIALES Y SERVICIOS				
CONDUCTOR	1.126		1.127	
PRIMERA ETAPA TR 9 5/8"	407.539		398.154	
SEGUNDA ETAPA T R 7"	2409.690		2438.277	
TERCERA ETAPA T R 3 1/2"	2421.018		2468.927	
CUARTA ETAPA T R	0.000		0.000	
SUBTOTAL PERFORACION	6361.623		6336.945	759.248
3.-TERMINACION				
DIAS	3		1	
COSTO OPERACIÓN EQUIPO	134.67		44.89	
MATERIALES Y SERVICIOS	323.129		315.011	
SUBTOTAL TERMINACION	457.799		360.901	43.050
4.-DESMANTELIAMIENTO DE EQUIPO				
DIAS	0		0	
COSTO EQUIPO EN DESMANT	0		0	
MATERIALES Y SERVICIOS	0		0	
SUBTOTAL DESMANTELAMIENTO	0		0	0.000
5.-MATICOS	230.825			26.033
6.-FRACTURAMIENTOS (7 de frac.) (1)	2.160.000		(2)	560.605
7.-INDELECTOS Y CAMION	585.148			88.463
8.-MARGEN DE OPERACION	1.053.781			156.284
TOTAL	11,371.367		14,371.864	1719.122

Tabla 8 Reporte de Costos Programados de Intervenciones por Etapa, Grupo y Concepto

EQUIPO: PM- 47

PROFUNDIDAD : 2,900 M.

COSTOS PROGRAMADOS

MONTO EN MILES DE PESOS

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1° ETAPA	2° ETAPA	3° ETAPA	4° ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				TR 9 5/8"	TR 7"	TR 3 1/2 "	m.					
*** EQUIPO EN MOVIMIENTO			<u>DIAS</u>							<u>DIAS</u>		<u>DIAS</u>
DETALLE	<u>COSTO-DIA</u>		7									7
Costos Fijos												
D + I + S	8.040		56.280									56.280
Manto	1.89		13.230									13.230
M de O Dir	21.950		153.650									153.650
	31.880		223.160									223.160
*** EQUIPO EN OPERACION			<u>DIAS</u>	1 0	7 0	6 0		14		<u>DIAS</u>		<u>DIAS</u>
DETALLE	<u>COSTO-DIA</u>			3 0	3 0	5 0		11		3		28
Costos Fijos												
D + I + S	8.040		-	32.160	80.400	88.440		201.000		24.120		225.120
Manto	7.570		-	30.280	75.700	83.270		189.250		22.710		211.960
M de O Dir	21.950		-	87.800	219.500	241.450		548.750		65.850		614.600
Lub y Comb	7.330		-	29.320	73.300	80.630		183.250		21.990		205.240
Mat de Cons			-									
	44.890			179.560	448.900	493.790		1,122.250		134.670		1,256.920
*** MATERIALES												
MATERIAL QUIMICO (POR ADMON.)												
TUBERIA DE REVESTIMIENTO			1.128	86.419	731.154	865.186		1,663.885				1,663.885
CABEZALES				53.458	89.096			142.554				142.554
MEDIO ARBOL DE VALVULAS										213.830		213.830
			1.128	119.877	820.250	865.186		1,806.439		213.830		2,020.269

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN	DESMANT EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				TR 9 5/8" 150 M.	TR 7" 1925 M	TR 3 1/2" 2.900 M.	m					
*** SERVICIOS												
TRANSPORTE DEL EQUIPO		268.752										
TRANSP DE MATERIALES Y ACCS		17.150		9.800	24.500	26.950		61.250	7.350			68.600
TRANSPORTE DE PERSONAL		4.662		2.664	6.660	7.326		16.650	1.998			18.648
TRAILER HABITACION		2.772		1.584	3.960	4.356		9.900	1.188			11.088
SERVICIO INT LETRINAS		0.555		0.720	1.800	1.980		4.500	0.540			5.040
GRUA POR CONTRATO		25.161		6.036	15.090	16.599		37.725	4.527			42.252
SERVICIO INTEG DE BARRENAS				12.739	185.766	40.663		239.168				239.168
SISTEMA INTEG PERF DIRECC												
SISTEMA INTEG DE FLUIDOS				26.053	531.373	233.103		790.529				790.529
TRANSP Y DISP FINAL RECORTES				2.553	130.583	35.783		168.919				168.919
SISTEMA INTEG DE EQ AUX				10.925	27.312	30.043		68.280				68.280
INSPECCION TUBULAR				2.400	19.200	24.200		45.800				45.800
RENTA DE HTAS												
FLUIDO PERDIDO												
REGISTROS ELECTRICOS					376.200	545.000		921.200				921.200
REGISTRO VSP												
SERV INTEG DE CEMENT DE TR				145.464	259.996	479.864		885.324				885.324
PRUEBA DE CONEX SUP				18.524	7.000			25.524	72.000			97.524
LLAVE ENROS Y DESENROS ESPARR				46.200				46.200	21.696			69.896
IZADORA DE TUBERIA												
PBAS HIDR. EQ LOOMIS						38.987		38.987				38.987
APRIETE COMPUTARIZADO						18.306		18.306				18.431
NÚCLEOS						52.672		52.672				52.672
DISPAROS												
SERVICIO DE NITROGENO												
UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE												
PRUEBA DE ADMISIÓN												
UNIDAD DE LINEA DE ACERO												
		319.052		287.662	1,689.440	1,556.832		3,432.934	109.299			3,861.285

CONCEPTOS	ETAPAS				TOTAL PERFORACION	TERMIN. EQUIPO	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA TR 9 5/8" 150 M.	2ª ETAPA TR 7" 1925 M					
*** POST-TERMINACION									
DISPAROS									
FRACTURAMIENTO(S)								2,160.000	2,160.000
REGISTROS									
LINEA DE ACERO									
								2,160.000	2,160.000
*** VIATICOS	48.165		26.380	65.950	72.545	164.875	19.785		230.625
*** COSTOS INDIRECTOS	35.303	0.068	36.809	175.472	179.241	391.590	28.655	129.600	585.146
*** MARGEN DE OPERACIÓN	62.368	0.119	65.029	310.001	316.659	691.809	50.624	228.960	1,033.761
*** TOTAL	686.048	1.313	715.317	3,410.014	3,483.254	7,609.897	568.863	2,518.560	11,371.367

Tabla 9 Estructura de Costos Programados

MONTOS EN MILES DE PESOS

COSTO DE EQUIPO	1,480
VIATICOS	231
SUBTOTAL	1,711
COSTO DE MATERIALES	2,020
COSTO DE SERVICIOS	6,021
COSTOS INDIRECTOS	585
MARGEN DE OPERACIÓN	1,034
TOTAL	11,371

COSTO DEL MOV. DE EQUIPO	686 048
COSTOS DE LA PERFORACION	7,609 897
SUBTOTAL	8,295 944
COSTO DE LA TERMINACION	556 863
COSTO DE DESMANTELAMIENTO	
COSTO DE POSTERMINACION	52
COSTO DE FRACTURAMIENTO	2,570
TOTAL	11,371.37

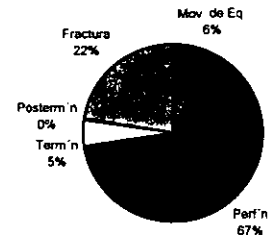
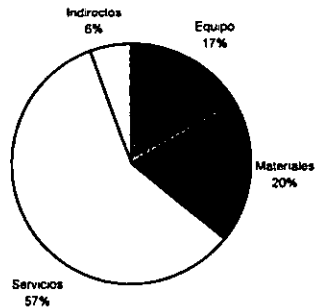


Tabla 10 Reporte de Costos Reales de Intervenciones por Etapa, Grupo y Concepto

EQUIPO: PM- 47

PROFUNDIDAD :

2,950 M.

COSTOS REALES

MONTO EN MILES DE PESOS

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN
				9 5/8"	TR 7"	TR 3 1/2 "	m.	PERFORACION				TOTAL
*** EQUIPO EN MOVIMIENTO			DIAS								DIAS	DIAS
DETALLE	COSTO-DIA		9									9
Costos Fijos												
D + I + S	8.040		72.360									72.360
Mantto	1.89		17.010									17.010
M de O Dir	21.950		197.550									197.550
	31.880		286.920									286.920
*** EQUIPO EN OPERACION			DIAS	1.0	7.0	6.0		14		DIAS		DIAS
DETALLE	COSTO-DIA			2.0	4.0	3.0		9		1		24
Costos Fijos												
D + I + S	8.040	-	-	24.120	88.440	72.360		184.920	8.040			182.960
Mantto	7.570	-	-	22.710	83.270	68.130		174.110	7.570			181.680
M de O Dir	21.950	-	-	65.850	241.450	197.550		504.850	21.950			526.800
Lub y Comb	7.330	-	-	21.990	80.630	65.970		168.590	7.330			175.920
Mat de Cons		-	-									
	44.890			134.670	493.790	484.010		1,032.470	44.890			1,077.360
*** MATERIALES												
MATERIAL QUIMICO (POR ADMON.)												
TUBERIA DE REVESTIMIENTO		-	1.127	66.419	730.774	858.921		1,657.241				1,657.241
CABEZALES		-		53.458	89.096			142.554				142.554
MEDIO ARBOL DE VALVULAS		-							213.830			213.830
			1.127	119.877	819.870	858.921		1,799.795	213.830			2,013.625

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				9 5/8"	TR 7"	TR 3 1/2 "	m.					
*** SERVICIOS												
TRANSPORTE DEL EQUIPO		371 079										
TRANSP DE MATERIALES Y ACCS		22 050		7 35	24 500	22 050		53 900	2 450			56 350
TRANSPORTE DE PERSONAL		5 994		1 998	7 326	5 994		15 318	0 666			15 984
TRAILER HABITACION		3 564		1 188	4 358	3 564		9 108	0 396			9 504
SERVICIO INT LETRINAS		0 675		0 54	1 980	1 620		4 140	0 180			4 320
GRUA POR CONTRATO		32 350		4 527	16 599	13 581		34 707	1 509			36 216
SERVICIO INTEG. DE BARRENAS				11 805	185 766	42 373		239 944				239 944
SISTEMA INTEG PERF DIRECC												
SISTEMA INTEG DE FLUIDOS				26 053	531 373	245 057		802 483				802 483
TRANSP Y DISP FINAL RECORTES				2 653	130 583	37 618		170 754				170 754
SISTEMA INTEG DE EQ AUX				8 194	30 043	24 581		62 818				62 818
INSPECCION TUBULAR				2 400	19 200	26 400		48 000				48 000
RENTA DE HTAS					8 384	46 764		55 148	5 846			60 994
MAT P/FLUIDO												
REGISTROS POR CIA					392 039			392 039				392 039
REGISTROS ELECTRICOS						551 233		551 233				551 233
SERV INTEG DE CEMENT DE TR				145 334	259 258	479 342		883 934				883 934
PRUEBA DE CONEX SUP				18 148	7 000			25 148	68 828			93 976
LLAVE ENROS Y DESENROS ESPARR				48 187				48 187	21 306			69 493
IZADORA DE TUBERIA												
PBAS HIDR EQ LOOMIS						38 889		38 889				38 889
APRIETE COMPUTARIZADO						18 268		18 268				18 268
NÚCLEOS						62 672		62 672				62 672
DISPAROS												
SERVICIO DE NITROGENO												
UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE												
PRUEBA DE ADMISIÓN												
UNIDAD DE LINEA DE ACERO												
		435.712		278.277	1,618.407	1,610.006		3,506.690	101.181			4,043.583

ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
			9 5/8"	TR 7"	TR 3 1/2 "	m.					
			150.0 m.	1,925 .0 m.	2,950.0 m.						
*** POST-TERMINACION											
DISPAROS										79.825	79.825
FRACTURAMIENTO(S)										3,887.689	3,887.689
REGISTROS										160.38	160.380
LINEA DE ACERO										272.396	272.396
TUBERIA FLEXIBLE										286.371	286.371
										4,686.661	4,686.661
*** VIATICOS	59.355		19.785	72.545	59.355		151.685	6.595			217.635
*** COSTOS INDIRECTOS	46.919	0.068	33.157	180.277	175.938		389.438	21.990		281.200	739.547
*** MARGEN DE OPERACIÓN	82.881	0.119	58.577	318.489	310.823		688.008	38.849		496.786	1,306.533
*** TOTAL	911.797	1.314	644.342	3,503.378	3,419.052		7,568.086	427.334		6,464.646	14,371.864

Tabla 11 Estructura de Costos Reales

MONTOS EN MILES DE PESOS

COSTO DE EQUIPO	1,364
VIATICOS	218
SUBTOTAL	1,582
COSTO DE MATERIALES	2,014
COSTO DE SERVICIOS	8,730
COSTOS INDIRECTOS	740
MARGEN DE OPERACIÓN	1,307
TOTAL	14,372

COSTO DEL MOV. DE EQUIPO	911 797
COSTOS DE LA PERFORACION	7,568 086
SUBTOTAL	8,479 883
COSTO DE LA TERMINACION	427 334
COSTO DE DESMANTELAMIENTO	
COSTO DE POSTERMINACION	
COSTO DE FRACTURAMIENTO	5,464 646
TOTAL	14,371.86

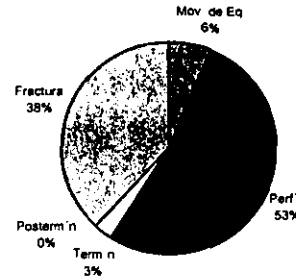
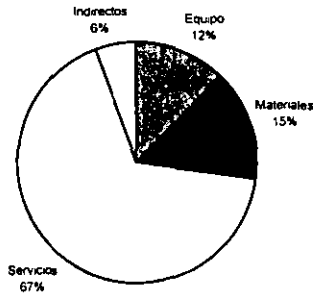


Tabla 12 Resumen de Costos Programados y Reales del Pozo Convencional

POZO: 0
 TIPO: 0
 CAMPO: ARCOS

PROGRAMA	REAL (VERTICAL)		
3,700 M.	3,431.0 M.		
1.-MOVIMIENTO DE EQUIPO		COSTO DIA-EQUIPO	COSTO DIA-EQUIPO
DIAS	8	EN MOVIMIENTO M\$ 34.79	EN MOVIMIENTO M\$ 34.790
COSTO EQUIPO EN MOVIMIENTO	278.320	EN OPERACIÓN M\$ 57.60	EN OPERACIÓN M\$ 57.600
MATERIALES Y SERVICIOS	338.866		TIPO DE CAMBIO: 8.36
SUBTOTAL MOVIMIENTO DE EQUIPO	617.186		81.962
2.-PERFORACION			
DIAS	45		
COSTO OPERACIÓN EQUIPO	2592.000		
MATERIALES Y SERVICIOS			
CONDUCTOR	1.127		
PRIMERA ETAPA TR 13 3/8"	772.197		
SEGUNDA ETAPA T.R. 9 5/8"	2726.591		
TERCERA ETAPA T.R. 7"	3797.414		
CUARTA ETAPA T.R. 4 1/2-5"	4024.868		
SUBTOTAL PERFORACION	13914.197		1828.424
3.-TERMINACION			
DIAS	11		
COSTO OPERACIÓN EQUIPO	633.6		
MATERIALES Y SERVICIOS	590.949		
SUBTOTAL TERMINACION	1224.549		51.437
4.-DESMANTELIAMIENTO DE EQUIPO			
DIAS	0		
COSTO EQUIPO EN DESMANT.	0		
MATERIALES Y SERVICIOS	0		
SUBTOTAL DESMANTELIAMIENTO DE EQUIPO	0		0.000
	422.080		63.699
	(4) 15,376.000	(3)	1216.522
	1,773,241		194.415
	43,132,725		343.466
TOTAL	34,459.978		3778.126

Tabla 13 Reporte Detallado de Costos Programados del Pozo Convencional

EQUIPO: PM- 210

PROFUNDIDAD :

3,700 M.

COSTOS PROGRAMADOS

MONTO EN MILES DE PESOS

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				TR 13 3/8"	TR 9 5/8"	TR 7 "	TR 3 1/2"					
*** EQUIPO EN MOVIMIENTO				DIAS						DIAS		DIAS
DETALLE	COSTO-DIA		8									8
Costos Fijos												
D + I + S	9.860		78.880									78.880
Manto	2.98		23.840									23.840
M de O Dir	21.950		175.600									175.600
	34.790		278.320									278.320
*** EQUIPO EN OPERACION				DIAS	2.0	8.0	8.0	12	30		DIAS	DIAS
DETALLE	COSTO-DIA		2.0	3.0	7.0	3	15		11			56
Costos Fijos												
D + I + S	9.860	-	-	39.440	108.460	147.900	147.900	443.700	108.460			552.160
Manto	11.920	-	-	47.680	131.120	178.800	178.800	536.400	131.120			667.520
M de O Dir	21.950	-	-	87.800	241.450	329.250	329.250	987.750	241.450			1,229.200
Lub y Comb	13.720	-	-	54.880	150.920	205.800	205.800	617.400	150.920			768.320
Mat de Cons	0	-	-	0.600	1.650	2.250	2.250	6.750	1.650			8.400
	57.600			230.400	633.600	864.000	864.000	2,692.000	633.600			3,225.600
*** MATERIALES												
MATERIAL QUIMICO (POR ADMON)												
TUBERIA DE REVESTIMIENTO		-	1.127	115.704	797.832	1.442.792	1.561.862	3.919.317				3.919.317
CABEZALES		-	-	87.642	87.642	146.070		321.354				321.354
MEDIO ARBOL DE VALVULAS		-	-						262.926			262.926
			1.127	203.346	885.474	1,588.862	1,561.862	4,240.671	262.926			4,603.697

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN	DESMAINT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				TR 13 3/8" 150 m.	TR 9 5/8" 1,200 m.	TR 7 " 2,600 m.	TR 3 1/2" 3,700 m.					
*** SERVICIOS												
TRANSPORTE DEL EQUIPO		268.752										
TRANSP DE MATERIALES Y ACCS		32.248		18.124	44.341	60.465	60.465	181.395	44.341			225.736
TRANSPORTE DE PERSONAL		5.328		2.664	7.326	9.990	9.990	29.970	7.326			37.296
TRAILER HABITACION		3.168		1.584	4.356	5.640	5.640	17.520	4.358			21.878
SERVICIO INT LETRINAS		0.615		0.720	1.980	2.700	2.700	8.100	1.980			10.080
GRUA POR CONTRATO		28.755		8.038	18.599	22.635	22.835	67.905	18.599			84.504
SERVICIO INTEG. DE BARRENAS				110.920	279.610	159.257	84.978	634.763				634.763
SISTEMA INTEG PERF DIRECC												
SISTEMA INTEG DE FLUIDOS				40.830	466.726	601.937	435.706	1,545.199				1,545.199
TRANSP Y DISP FINAL RECORTES				14.333	268.958	345.385	271.374	900.050				900.050
SISTEMA INTEG DE EQ AUX				10.925	30.043	40.968	40.968	122.904				122.904
INSPECCION TUBULAR				4.750	14.250	28.500	47.500	95.000				95.000
RENTA DE HTAS												
FLUIDO PERDIDO							74.259	74.259				74.259
REGISTROS ELECTRICOS				120.455	263.768	511.313	654.391	1,549.927	105.625			1,655.552
REGISTRO VSP												
SERV INTEG DE CEMENT DE TR				190.608	418.000	359.480	493.240	1,461.328				1,461.328
PRUEBA DE CONEX SUP				38.800	7.000	23.800		67.600	21.000			88.600
LLAVE ENROS Y DESENROS ESPARR				12.102	18.160	23.232		53.494	16.538			70.032
T X C							199.736	199.736				199.736
IZADORA DE TUBERIA												
PBAS HIDR EQ. LOOMIS												
APRIETE COMPUTARIZADO						13.250	12.792	26.042				26.042
NÚCLEOS												
DISPAROS									110.258			110.258
SERVICIO DE NITROGENO												
BACHE							46.334	46.334				46.334
PRUEBA DE ADMISIÓN												
UNIDAD DE LINEA DE ACERO												
		338.866		568.851	1,841.117	2,208.552	2,483.006	7,081.526	328.023			7,748.415

CONCEPTOS	ETAPAS				TOTAL PERFORACION	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA TR 13 3/8" 150 m.	2ª ETAPA TR 9 5/8" 1,200 m.					
*** POST-TERMINACION									
DISPAROS									
FRACTURAMIENTO(S)								13,376.000	13,376.000
REGISTROS									
LÍNEA DE ACERO									
								13,376.000	13,376.000
*** VIATICOS	52 760		26 380	72 545	98 925	98 925	296 775	72 545	422 080
*** COSTOS INDIRECTOS	40 197	0.068	61 739	205 964	285 620	299 268	852 658	77 826	1,773 241
*** MARGEN DE OPERACIÓN	71 014	0.119	109 072	363 870	504 596	528 706	1,506 363	137 492	3,132 725
*** TOTAL	781.167	1.314	1,199.787	4,002.670	6,660.666	6,816.767	16,669.993	1,612.412	34,459.978

Tabla 14 Estructura de Costos Programados

MONTOS EN MILES DE PESOS

COSTO DE EQUIPO	3,504
VIATICOS	422
SUBTOTAL	3,926
COSTO DE MATERIALES	4,504
COSTO DE SERVICIOS	21,124
COSTOS INDIRECTOS	1,773
MARGEN DE OPERACIÓN	3,133
TOTAL	34,460

COSTO DEL MOV. DE EQUIPO	781 157
COSTOS DE LA PERFORACION	16,569 993
SUBTOTAL	17,351.150
COSTO DE LA TERMINACION	1,512.412
COSTO DE DESMANTELAMIENTO	
COSTO DE POSTERMINACION	
COSTO DE FRACTURAMIENTO	15,596.416
TOTAL	34,459.98

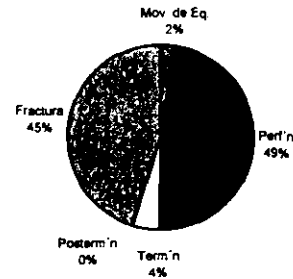
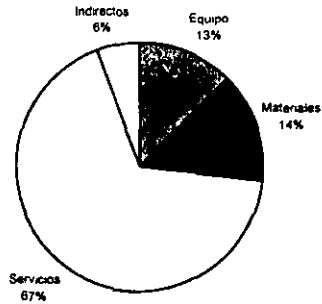


Tabla 15 Reporte de Costos Reales de Intervenciones por Etapa, Grupo y Concepto

EQUIPO: PM- 210

PROFUNDIDAD :

3,431.0 M.

COSTOS REALES

MONTO EN MILES DE PESOS

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				13 3/8"	TR 9 5/8"	TR 7 "	TR 4 1/2-5"					
				157.0 m.	1,194.0 m.	2,597.0 m.	3,212.0 m.					
*** EQUIPO EN MOVIMIENTO				DIAS						DIAS		DIAS
DETALLE	COSTO-DIA		10									10
Costos Fijos												
D + I + S	9.860	98.600										98.600
Mantto	2.98	29.800										29.800
M de O Dir	21.950	219.500										219.500
	34.790	347.900										347.900
*** EQUIPO EN OPERACION				DIAS	10	80	80	27	44	DIAS		DIAS
DETALLE	COSTO-DIA		20	40	80	80	11	25		2		71
Costos Fijos												
D + I + S	9.860	-	-	29.580	118.320	157.760	374.680	680.340	19.720			700.060
Mantto	11.920	-	-	35.760	143.040	190.720	452.960	822.480	23.840			848.320
M de O Dir	21.950	-	-	65.850	263.400	351.200	834.100	1,514.550	43.900			1,558.450
Lub y Comb	13.720	-	-	41.160	164.640	219.520	521.360	946.680	27.440			974.120
Mat de Cons	0.150	-	-	0.450	1.800	2.400	5.700	10.350	0.300			10.650
	57.600			172.800	691.200	921.600	2,188.800	3,974.400	116.200			4,089.600
*** MATERIALES												
MATERIAL QUIMICO (POR ADMON.)												
TUBERIA DE REVESTIMIENTO			1.127	121.104	793.843	1.579.180	1.376.445	3.871.699				3.871.699
CABEZALES				87.642	87.642	146.070		321.354				321.354
MEDIO ARBOL DE VALVULAS									262.926			262.926
			1.127	208.746	881.485	1,725.250	1,376.445	4,193.053	262.926			4,465.879

CONCEPTOS	ETAPAS	MOV DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA	3ª ETAPA	4ª ETAPA	TOTAL PERFORACION	TERMIN.	DESMANT. EQUIPO	POST TERM	GRAN TOTAL
				13 3/8"	TR 9 5/8"	TR 7 "	TR 4 1/2-5"					
*** SERVICIOS												
TRANSPORTE DEL EQUIPO		249.694										
TRANSP DE MATERIALES Y ACCS		40.310		7 151	18.720	24.960	46.745	97 578	2.792			100.368
TRANSPORTE DE PERSONAL		8.660		1 998	7 992	10.658	25 308	45.954	1.332			47.286
TRAILER HABITACION		3.960		1 188	4.752	6.336	15 048	27 324	0.792			28 118
SERVICIO INT LÉTRINAS		0.735		0.54	2 160	2.880	6.840	12.420	0.360			12.780
GRUA POR CONTRATO		35.944		4 527	18 108	24.144	57 342	104 121	3.018			107.139
SERVICIO INTEG. DE BARRENAS				116 834	278.809	158.691	36.991	590.325				590.325
SISTEMA INTEG PERF DIRECC							495.270	495.270				495.270
SISTEMA INTEG DE FLUIDOS				37 419	375 168	541.743	400.581	1,354.911				1,354.911
TRANSP Y DISP FINAL RECORTES				15 098	266 909	345.385	277 542	904 934				904.934
SISTEMA INTEG DE EQ AUX				8 194	32 775	43.689	204 909	289 577				289.577
INSPECCION TUBULAR				4.760	14.250	28.500	47.500	95 000				95.000
RENTA DE HTAS						5 250	88 450	93 700	5 250			98 950
LODO PERDIDO							6 740	6 740				6 740
MAT P/FLUIDO							67 519	67 519				67.519
BACHE.							46 334	46 334				46.334
REGISTROS POR CIA							491 829	491 829				491 829
REGISTROS ELECTRICOS					153 631	420.929		574 580				574 560
SERV INTEG DE CEMENT DE TR				190 327	418 482	358 847	488 040	1,455 696				1,455 696
PRUEBA DE CONEX SUP				36 852	7 000	23.856		67 708	20 413			88.121
LLAVE ENROS Y DESENROS ESPARR				12 117	18 275	22.886		53 278	17.932			71 210
T X C							199 736	199 736				199.736
PBAS HIDR EQ LOOMIS												
APRIETE COMPUTARIZADO						13 158	13 785	26 943				26.943
NÚCLEOS												
DISPAROS												
SERVICIO DE NITROGENO												
UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE												
PRUEBA DE ADMISIÓN												
UNIDAD DE LINEA DE ACERO												
		337.303		436.996	1,617.031	2,031.920	3,015.509	7,101.456	61.889			7,490.647

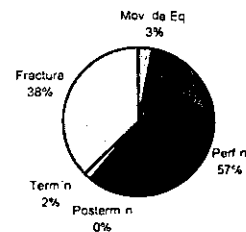
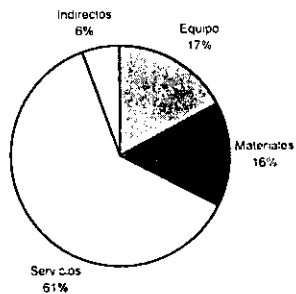
CONCEPTOS	ETAPAS				TOTAL	TERMIN.	DESMANT.	POST	GRAN	
	MOV. DE EQUIPO	CONDUCT	1ª ETAPA	2ª ETAPA						3ª ETAPA
*** POST-TERMINACION										
DISPAROS			13 3/8"	TR 9 5/8"	TR 7 "	TR 4 1/2-5"			80.348	80.348
			157.0 m.	1,194.0 m	2,597.0 m.	3,212.0 m.				
FRACTURAMIENTO(S)									9,754.624	9,754.624
REGISTROS									126.926	126.926
LINEA DE ACERO									167.488	167.488
TUBERIA FLEXIBLE									40.74	40.740
									10,170.126	10,170.126
*** VIATICOS	65.950		19.785	79.140	105.520	250.610	455.055	13.190		534.195
*** COSTOS INDIRECTOS	45.069	0.068	50.300	196.131	287.057	409.882	943.438	26.592	610.208	1,625.307
*** MARGEN DE OPERACIÓN	79.622	0.119	88.863	346.499	507.135	724.125	1,666.740	46.980	1,078.033	2,871.375
*** TOTAL	875.844	1.314	977.488	3,811.486	6,578.482	7,965.370	18,334.141	616.777	11,868.366	31,585.129

Tabla 16 Estructura de Costos Reales del Pozo Convencional

MONTOS EN MILES DE PESOS

COSTO DE EQUIPO	4 438
VIATICOS	534
SUBTOTAL	4,972
COSTO DE MATERIALES	4,456
COSTO DE SERVICIOS	17,861
COSTOS INDIRECTOS	1,625
MARGEN DE OPERACIÓN	2,871
TOTAL	31,585

COSTO DEL MOV. DE EQUIPO	875 644
COSTOS DE LA PERFORACION	18.334 141
SUBTOTAL	19,209 985
COSTO DE LA TERMINACION	516 777
COSTO DE DESMANTELAMIENTO	
COSTO DE POSTERMINACION	
COSTO DE FRACTURAMIENTO	11,858
TOTAL	31,585.13



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El cambio de la perforación convencional a la perforación de diámetro reducido se debe principalmente a las condiciones económicas y al desarrollo tecnológico actual. Aún cuando han surgido nuevos retos debido a estos cambios.

Las continuas investigaciones han revolucionado vertiginosamente la tecnología en la industria petrolera, lo que podemos ver por el desarrollo, mejoramiento y aplicación de técnicas nuevas, anticipándose al futuro.

Desde el punto de vista técnico, existen diferentes aspectos importantes a considerar cuando se perfora un pozo de diámetro reducido, comparado con la perforación de un pozo convencional. Entre otros, se tienen los aspectos referentes al control de las presiones del pozo. Esto es especialmente crítico en el caso del control de un brote. Al respecto se pueden hacer las siguientes observaciones.

- Los procedimientos convencionales de control deben ser modificados para pozos de diámetro reducido, los cuales tendrán que mantener la presión en el fondo del pozo, arriba de la presión de la formación (más un determinado factor de seguridad).
- El procedimiento modificado se debe de aplicar sólo cuando se demuestre que un procedimiento convencional puede dañar el pozo.
- Este procedimiento depende de la pérdida de presión por fricción estimada, por lo tanto también de frecuentes pruebas reológicas.
- La técnica modificada para control del pozo, es mejor que los métodos dinámicos, porque proporciona un control del pozo más exacto y es fácil de instrumentar.
- El mayor riesgo de un brote es durante las conexiones.

Para mantener un margen de seguridad similar a la perforación convencional, las capacidades de detección de brote se deben incrementar.

Los beneficios monetarios no son el único foco de atención en las nuevas técnicas de perforación, como lo es la perforación de diámetro reducido, se toman en cuenta otros aspectos como el impacto al medio ambiente lo cual es algo serio y de mayor cuidado en la actualidad así como el empleo de la nueva tecnología en otras áreas de la perforación, como son los pozos para agua y geotérmicos.

A la carencia de estándares en la perforación de pozos de diámetro reducido se le ha dado importancia para su mejoramiento, ya que al conocer mejor las propiedades reológicas de cementos y fluidos de perforación usados en la perforación de pozos de diámetro reducido, obtendríamos un avance importante en el equipo empleado en esta técnica como lo son los motores de fondo, barrenas, equipos, sargas de perforación, herramientas de pesca y de terminación de pozos, con lo cual tendríamos una mejora en la práctica y empleo de esta técnica.

Tradicionalmente una de las limitantes en la perforación de pozos de diámetro reducido ha sido el uso de registros geofísicos con sondas de diámetro pequeño. Sin embargo, actualmente se dispone en el mercado de un juego completo de herramientas para este tipo de pozos, eliminando así dichas limitantes.

5.2 RECOMENDACIONES

Por la diferencia de costos entre un pozo convencional y uno de diámetro reducido esta técnica es recomendable no sólo para perforar pozos exploratorios en lugares remotos y de difícil acceso, sino también en el desarrollo de campos petroleros ya que el costo de un pozo convencional es equivalente a dos o tres veces el costo de un pozo de diámetro reducido.

La tecnología para perforar pozos de diámetro reducido es recomendable para desarrollar campos petroleros que han sido abandonados por los altos costos en el desarrollo de los mismos con la tecnología convencional.

Se recomienda la utilización de esta nueva tecnología para el desarrollo de campos productores de gas.

✓

BIBLIOGRAFÍA

1. "Performing Worker Drilling Operations Through Small-Diameter Restrictions"
J.D. Fultz and F.J. Pittard, slimdrill
2. "Life models for small diameter polycrystalline diamond compact bits in a hard abrasive medium"
C.L. Hough jr. And B. Das
3. "Wear characteristics of polycrystalline diamond compact drill bits in small diameter rock drilling"
C.L. Hough jr. And B. Das
ASME 534/vol. 107, Diciembre de 1985
4. "Cost effective application of thermally stable synthetic diamond bits on downhole motors in the permian basin"
D.Y. McGeheen, R.B. Garnet and M.R. Rodriguez, Reed Tool Co.
IADC/SPE 14771 Febrero 10-12, 1986
5. "Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach"
Adams Charrier
Penn Well Bocks, Tulsa, Oklahoma
6. "Coiled Tubing Pressure and Tension Limits"
Newman, K.R.
SPE 23131, September 1991
7. "Helical Bucling of Tubing Sealed in Packers"
Lubinski, W. Althouse and J. Logan
JPT, june 1986, 6565-670,aime, 225

Se recomienda la utilización de esta nueva tecnología para el desarrollo de campos productores de gas.

✓

BIBLIOGRAFÍA

1. "Performing Worker Drilling Operations Through Small-Diameter Restrictions"
J.D. Fultz and F.J. Pittard, slimdrill
2. "Life models for small diameter polycrystalline diamond compact bits in a hard abrasive medium"
C.L. Hough jr. And B. Das
3. "Wear characteristics of polycrystalline diamond compact drill bits in small diameter rock drilling"
C.L. Hough jr. And B. Das
ASME 534/vol. 107, Diciembre de 1985
4. "Cost effective application of thermally stable synthetic diamond bits on downhole motors in the permian basin"
D.Y. McGeheen, R.B. Garnet and M.R. Rodriguez, Reed Tool Co.
IADC/SPE 14771 Febrero 10-12, 1986
5. "Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach"
Adams Charrier
Penn Well Bocks, Tulsa, Oklahoma
6. "Coiled Tubing Pressure and Tension Limits"
Newman, K.R.
SPE 23131, September 1991
7. "Helical Bucleing of Tubing Sealed in Packers"
Lubinski, W. Althouse and J. Logan
JPT, june 1986, 6565-670,aime, 225

8. "Plasticity Theory"
J. Lubliner
McMillan Publishing Company, New York, 1990
9. "Coiled-Tubing Drilling"
L.J. Leising and K.R. Newman,
Dowell Schlumberger, SPE, October 4-7 1992
10. "Validation of Coiled-Tubing Penetrations in Horizontal Wells"
Willem van adrichem and K.R. Newman
Dowell Schlumberger, SPE, October 4-7 1992
11. "Horizontal Slim-Drilling With Coiled Tubing: An Operator's Experiencie"
A.B. Ramos jr., R.A. Fahel, Michael Chaffin, and K.H. Pulis
Oryx Energy Co., SPE February 18-21,1992
12. "Applied Drilling Engineering"
Bourgoyne AT, Millheim K.K., Chenevert M.F. and Young F.S. 1984
13. "Drilling Engineering"
Adams N.J. 1985
14. "Slimhole Well Kill: A Modified Conventional Approach"
P.K. Prince, and E.E. Cwell
SPE Febrero 23-25,1993
15. "An Engineering Appraisal of Small Diameter Hole Drilling in Soft Rock Operations"
J.H. Faulk
Petroleum Transactions. AIME, Diciembre 1986
16. "Slimhole Drilling: The Story So Far..."
Scott Randolph, Jacques Bosio and Bill Boyington
Oilfield Review, Julio 1991
17. "Horizontal Drilling Re-Entry System"
SlimDrill International

18. "Bottomhole System Works Over, Completes Horizontal Well Technology"
Jim D. Fults and Fred J. Pittard
19. "Slim Hole Drilling Used Coiled Tubing and Positive Displacement Mud Motor"
Jim D. Fults and Fred J. Pittard
SPE 20459
20. "Performing Workover Drilling Operations Through Small-Diameter Restrictions"
Jim D. Fults and Fred J. Pittard
SPE 21702
21. "Coiled Tubing Tools Catalog"
Petrotech Tools Incorporated
22. "New Generation Inflatable Packing Elements"
R.K. Mody and M.P. Coronado
OCT 6755
23. "Tree way to pump slim-hole completions"
Petróleo Internacional Enero, 1966
24. "Selecting the Best Well Completion"
L. Douglas Patton and William A Abbott
Petroleum Engineer International June, 1979
25. "Slim-Hole are O.K. in the right spots"
Philip L. McLaughlin
The oil and gas journal september 26, 1955
26. "But what's holding back the "Tubing casing" method?"
Philip L. McLaughlin
The oil and gas journal december 4, 1961