



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“NUEVA TECNOLOGÍA DE TUBERÍA
EXPANDIBLE EN LA PERFORACIÓN
DE POZOS”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA

ARTURO TENA FRANCO

DIRECTOR DE TESIS

ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



Ciudad Universitaria, México D. F. 2013

**Nueva tecnología de tubería
expandible en la perforación de
pozos**

**Para Arturo, Magdalena,
Fabiola, Gustavo
y Danira...**

Contenido

Figuras.....	xi
Introducción.....	xiii
I. Tuberías.....	1
1.1 ¿Qué es una tubería?	3
1.2 Proceso de fabricación.....	3
1.3 Tipos de tubería.....	6
1.3.1 Tubería de perforación.....	6
1.3.2 Tubería de revestimiento.....	6
1.3.3 Tubería de producción.....	7
1.3.4 Tubería de línea	7

- 1.3.5 Otros tubulares..... 8
 - 1.3.5.1 Lastrabarrenas 8
 - 1.3.5.2 Tubería pesada 8
 - 1.3.5.3 Tubería expandible 9
 - 1.3.5.4 Tubería flexible 9
- 1.4 Clasificación de tubería de revestimiento..... 9
 - 1.4.1 Conductora..... 10
 - 1.4.2 Superficial 11
 - 1.4.3 Intermedia 11
 - 1.4.4 De explotación 12
 - 1.4.5 Otros tubulares..... 12
 - 1.4.5.1 Camisa..... 12
 - 1.4.5.2 Complemento..... 13
 - 1.4.5.3 Complemento corto..... 13
 - 1.4.5.4 Sin tubería de producción..... 13
- 1.5 Datos de tuberías 13
 - 1.5.1 Tubería de perforación 14
 - 1.5.2 Tuberías de revestimiento y producción 15
- 1.6 Estándares sobre tuberías..... 16
 - 1.6.1 API 17
 - 1.6.2 NACE..... 18
 - 1.6.3 ISO 18
- 1.7 Capacidad de resistencia 18

II. Condiciones de falla.....21

- 2.1 Cedencia..... 22
- 2.2 Colapso 27
 - 2.2.1 Resistencia al colapso 27

2.3 Estallamiento.....	29
2.3.1 Resistencia al estallamiento	30
2.4 Corrosión.....	31
2.4.1 Resistencia a la corrosión	33
2.5 Tensión.....	34
2.5.1 Resistencia a la tensión	34
III. Tecnología de expansión	37
3.1 Proceso de expansión	39
3.1.1 Presiones y fuerzas de expansión	43
3.2 Efectos de expansión en las propiedades del material	46
3.2.1 Estallamiento y colapso.....	49
3.2.2 Tensión.....	50
3.2.3 Tenacidad y prueba de impacto Charpy.....	50
3.3 Técnicas de expansión	51
3.3.1 Expansión con agua	52
3.3.2 Expansión cónica	53
3.3.3 Expansión rotaria.....	53
3.4 Dirección de expansión	54
IV. Sistemas de expansión.....	57
4.1 Sistema sólido expandible para agujero revestido	59
4.2 Sistema sólido expandible para agujero descubierto	60
4.2.1 Sistema de camisa ranurada	61
4.2.2 Sistema de camisa sólida expandible.....	62
4.2.3 Sistema de revestimiento	62
4.2.4 Sistema mono-diámetro	64
4.2.4.1 Camisa mono-diámetro	65

- V. Aplicando sistemas de expansión69**
 - 5.1 Mitigar condiciones con tecnología de expansión 70
 - 5.1.1 Mitigar riesgos 71
 - 5.1.2 Profundidad extra de tubería de revestimiento 72
 - 5.2 Aumentar la producción 74
 - 5.3 Perforar pozos más profundos 75
 - 5.3.1 Alcanzar profundidad total 76
 - 5.3.2 Resultados probados..... 76
 - 5.4 Atravesar formaciones agotadas para alcanzar nuevos horizontes 78
 - 5.5 Obtener el máximo valor de los sistemas expandibles 80
 - 5.5.1 Reducir costos en el desarrollo de campos 80
 - 5.5.2 Como funciona 81
 - 5.5.3 Resultados probados..... 82
 - 5.6 Instalaciones en México 83

- Conclusiones.....87**

- Referencias.....93**

Figuras

I. Tuberías.....	1
1.1 Procesos de fabricación	5
1.2 Esquema representativo de las tuberías de revestimiento ..	10
II. Condiciones de falla.....	21
2.1 Comportamiento elástico de un tubo	23
2.2 Comportamiento del colapso	29
III. Tecnología de expansión	37
3.1 Mandril usado para deformar permanentemente tubería sólida expandible	40

- 3.2 Curva esfuerzo deformación basada en la ley de Hooke y utilizando el módulo de Young 41
- 3.3 Prueba de impacto Charpy 51
- 3.4 Tubería antes y después de la expansión con agua..... 52
- 3.5 Técnica de expansión cónica..... 53
- 3.6 Técnica de expansión rotaria 54

IV. Sistemas de expansión57

- 4.1 Adelgazamiento de pozos a través del uso de sistemas sólidos expandibles en agujero descubierto 58
- 4.2 Sistema de expansión de camisa ranurada..... 61
- 4.3 Sistema sólido de expansión..... 62
- 4.4 Sistema revestido de expansión..... 63
- 4.5 Sistema mono-diámetro expandible 64
- 4.6 Zapata agrandada utilizada en la camisa mono-diámetro 66
- 4.7 Reducción de la boca del pozo con una camisa mono-diámetro..... 67

V. Aplicando sistemas de expansión69

- 5.1 Profundidad contra Días..... 72
- 5.2 Agregar TR más profunda 73
- 5.3 Utilizando tecnología expandible se puede incrementar la producción y extender la vida de un activo 75
- 5.4 Pozo más profundo con sistemas expandibles 77
- 5.5 Desvío de pozo utilizando tubería expandible 79
- 5.6 Uno de cada nueve pozos no tiene costo 81
- 5.7 Trabajos realizados en México 2006 85

Introducción

Este trabajo ofrece un vistazo a la tecnología sólida expandible y cómo nos permite perforar, aumentar la producción y reducir costos en la perforación de pozos por abordar mejor los riesgos y reducir el tiempo no productivo (TNP), que típicamente se puede considerar entre un 10-25% del costo de perforación de un pozo. Proporciona la base fundamental para comprender de qué manera los productos expandibles están siendo aplicados a:

- Perforar pozos “imperforables”
- Mejorar la producción
- Libro de reservas adicionales
- Revitalizar campos maduros

Saber cómo y cuándo se deben aplicar productos expandibles es tan importante como saber cómo funciona la tecnología, qué productos existen y cuál es el valor que aportan. Este trabajo proporciona sólo un vistazo a la ingeniería de perforación y terminación, que rodea la adecuada y más eficiente aplicación de productos expandibles. Un entendimiento más profundo de la tecnología puede mejorar significativamente la construcción de pozos complejos.

El desarrollo de las tecnologías expandibles tubulares se inició por la necesidad de reducir los costos de las operaciones de perforación, aumentar la producción de pozos con tubería, y permitir a los operadores acceder a los yacimientos que de otro modo no podrían ser alcanzados económicamente.

Los productos sólidos expandibles fueron ampliamente introducidos a la industria petrolera en 1998, y desde entonces los usuarios finales han pasado de usarlos como una "solución" de emergencia a planificarlos en los proyectos de perforación como contingencias y como parte del diseño de la base del pozo.

¿Cómo funciona el sistema expandible?

El procedimiento inherente a la expansión tubular lleva al acero más allá del límite elástico dentro de la región plástica de la curva esfuerzo-deformación, permaneciendo con seguridad dentro de la última cedencia.

El tubo utilizado en sistemas expandibles se denomina EX-80, cumple con los estándares especificados por el API para utilizarlos en pozos de aceite y gas, pero con propiedades antes de la expansión similares a las del material API L-80. La composición metalúrgica de la tubería permite una mayor ductilidad al tiempo que conserva sus propiedades de tenacidad. Se utilizan tubos con soldadura por resistencia eléctrica (ERW), que proporciona una mayor uniformidad en el espesor de pared y ovalidad, necesaria para obtener resultados consistentes en la expansión.

Para facilitar el proceso de expansión, la sección del pozo se perfora y muchas veces sin escariar, después de que se corre la tubería de revestimiento expandible. En aplicaciones de agujero entubado la tubería de revestimiento existente se limpia para garantizar una expansión exitosa.

El protector en el fondo del sistema expandible, conocido como el lanzador, contiene un conjunto de expansión, así como un conjunto flotador y se construye típicamente de pared delgada, de acero de alta resistencia.

El conjunto de expansión de diseño personalizado contiene un cono sólido que es conducido a través de la tubería expandible utilizando presión hidráulica o fuerza mecánica, o una combinación de ambos que amplía la tubería radialmente. Durante el proceso de expansión, la ampliación del diámetro de la tubería provoca que la longitud total de la tubería se acorte desde la parte superior como resultado del balance de materia. Como la

camisa se expande, el diámetro exterior aumenta significativamente, mientras que el espesor de pared disminuye ligeramente. Esto preserva la mayoría de valores posibles de estallamiento y colapso después de la expansión

El cono se mueve hacia arriba desde el fondo de la camisa a través del tubo EX-80 que tiene un recubrimiento patentado en el diámetro interior y en las conexiones de piñón superior. Este proceso de expansión desde el fondo hacia arriba se completa cuando los anclajes del colgador sellan la camisa expandible contra la sarta de tubería anterior, llamándola tubería de revestimiento base.

El sistema expandible proporciona un sello positivo en la vuelta de la camisa, eliminando a menudo la necesidad de cementar en la parte superior de la camisa.

I

Tuberías

Este capítulo presenta los elementos conceptuales relacionados con las tuberías utilizadas en los pozos petroleros, a fin de propiciar el mejor aprovechamiento sobre las mismas y fortalecer la práctica de la ingeniería de perforación.

Las bases de todo proceso de ingeniería recaen en los fundamentos técnicos; sin embargo, se requiere observar sistemáticamente la disminución de los costos asociados en cada proceso. Por lo que en la práctica de la ingeniería de perforación, se deben definir y optimizar los materiales tubulares que deben utilizarse en un pozo.



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.

El diseño de un pozo requiere la aplicación y conocimiento de una diversidad de técnicas y procedimientos; éstos, bien aplicados y orientados con la premisa de minimizar costos, conducen a definir las especificaciones de los materiales y parámetros de operación óptimos para aplicar en un pozo. Como parte de este proceso, el diseño de las tuberías es una actividad que debe ser recurrente en la práctica de ingeniería de perforación. Cada pozo presenta un comportamiento diferente para su operación y construcción.

Como parte de los insumos que demanda un pozo, las tuberías representan un alto porcentaje en el costo del mismo. Se tienen estimaciones generales de que varía del 15 al 30% de la inversión total. Por lo tanto, es importante considerar el costo de las tuberías.

Básicamente, el diseño de tuberías se fundamenta en dos factores principales: el conocimiento del material (capacidad de resistencia) y el conocimiento de las condiciones de esfuerzos (cargas) a los que van a estar sujetas las tuberías. El primer factor abarca desde su fabricación hasta el desempeño mecánico. Es la base para reconocer la capacidad de una tubería. El segundo factor significa el conocimiento teórico y experimental necesario para poder predecir las condiciones de trabajo o de carga que se presentarán en un pozo y, en consecuencia, que soporte una tubería.

1.1. ¿Qué es una tubería?

En la ingeniería de perforación una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo sólido que lo conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir, un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud. Sin embargo, la realidad es que no existe una tubería perfecta geoméricamente. Adolece de ciertas imperfecciones, como la ovalidad y la excentricidad.

1.2. Proceso de fabricación

Debido a la importancia de la tubería de acero en la perforación de pozos petroleros, la fabricación debe cumplir con características de calidad extrema, acordes a los riesgos y necesidades manejados en la Industria Petrolera.

El acero es un metal refinado. Se obtiene a partir de la fundición de un lingote de hierro combinado al mismo tiempo con otros elementos químicos.

Los aceros se dividen en ordinarios y especiales. Los aceros ordinarios contienen tres elementos principales: hierro, carbono y manganeso. El carbono y el manganeso reunidos no representan más del 1.5% del metal. Los aceros ordinarios con el 0.1 a 1.5% de carbono se clasifican como aceros de bajo contenido de carbono.

Los aceros especiales se hacen como los ordinarios, pero se les agregan otros elementos tales como: níquel, cromo, molibdeno, cobre, vanadio y tungsteno.

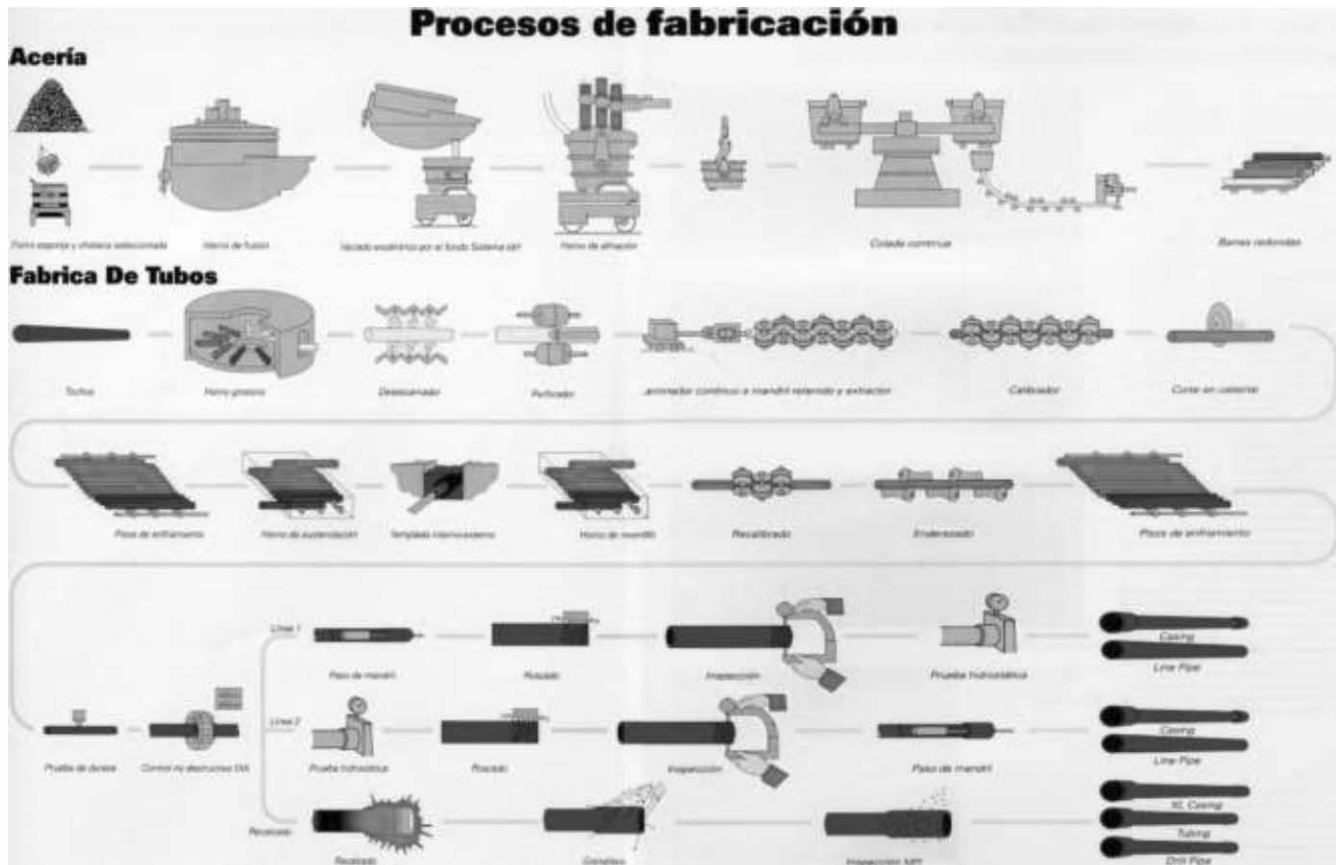
Tanto los aceros al carbono como los especiales (aceros inoxidables, aceros resistentes a la corrosión y a las altas temperaturas), se producen en hornos eléctricos.

Existen tres procesos de fabricación de tuberías: el proceso sin costura, el proceso con soldadura eléctrica-resistencia y el proceso de soldadura eléctrica instantánea (flash). El proceso más utilizado para suministrar la demanda de tuberías dentro del ámbito de perforación (diámetros desde 20" o menores) es sin lugar a dudas la fabricación de tubería sin costura.

La fabricación de tuberías se ha diversificado y extendido para satisfacer la demanda de las diferentes industrias que las utilizan como insumo. Es por ello que en la actualidad obtenemos tuberías con diferentes calidades en los materiales que la componen. Tal es el caso de: tuberías de aluminio, tuberías de fibra de vidrio, tuberías de plástico, etcétera. Cada una de ellas tiene aplicaciones específicas y limitadas por las condiciones del material y de su respuesta en su manejo.

En la Figura 1.1 se muestra el proceso de fabricación desde la acería hasta las tuberías.

Figura 1.1. Procesos de fabricación



1.3. Tipos de tubería

El uso de tuberías en un pozo es de vital importancia. Constituyen el medio por el cual garantizan el control del mismo y se aseguran las instalaciones para el mejor aprovechamiento y mantenimiento del pozo. Dentro de la ingeniería de perforación las tuberías juegan un papel fundamental y cumplen diversas funciones. Por ello, se ha manejado una clasificación tanto por su objetivo como por la función que deben cumplir al ser utilizadas en el interior de un pozo.

Una clasificación preliminar, pero importante, es la que permite definir en qué se va a utilizar la tubería, es decir, la función de operación que debe cumplir. A continuación se describe brevemente ésta clasificación.

1.3.1. Tubería de perforación

La tubería de perforación es el elemento tubular utilizado para llevar a cabo los trabajos durante la operación de perforación. Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.

1.3.2. Tubería de revestimiento (TR)

Son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las

operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

El objetivo de la tubería de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Además, la tubería de revestimiento proporciona el medio para instalar las conexiones superficiales de control (cabezales, BOPs), los empacadores y la tubería de producción.

1.3.3. Tubería de producción (TP)

La tubería de producción es el elemento tubular a través del cual se conducen hasta la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

1.3.4. Ductos (tubería de línea)

Se le conoce como ducto al elemento tubular (conocido como tubería de línea) utilizado para conducir los fluidos producidos del pozo hacia los centros de recolección, separadores, compresores o tanques de almacenamiento.

Son conductos que se conectan en la superficie a partir del cabezal o árbol de válvulas del pozo.

1.3.5. Otros tubulares

Los elementos tubulares utilizados en las diferentes funciones mencionadas anteriormente pueden presentar variaciones catalogadas como otros elementos tubulares muy específicos.

En su mayoría, se presentan para la actividad de perforación; sin embargo, su muy particular aplicación los hace de interés para mencionarlos:

1.3.5.1. Lastrabarrenas (drill collars)

Los elementos tubulares denominados lastrabarrenas son tuberías utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación a dar peso a la barrena durante las operaciones de perforación.

1.3.5.2. Tubería pesada (heavy weight)

Se compone de elementos tubulares de grandes dimensiones geométricas (espesor) que se utilizan como auxiliar entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas.

Con esto se evita la fatiga de los tubos durante la perforación.

1.3.5.3. Tubería expandible

Forma parte de una gama de productos sólidos expandibles que reducen el efecto telescópico inherente al diseño convencional de pozos. Los beneficios para la óptima perforación de pozos incluyen secciones de revestimiento del pozo con una reducción mínima del diámetro interior, lo que se traduce en la reducción de los costos de perforación del pozo.

1.3.5.4. Tubería flexible

Son conductos tubulares de gran longitud y flexibilidad que no requieren utilizar conexión o junta para conformar todo un tren o sarta de tuberías. Es decir, la tubería es continua, a diferencia de las tuberías convencionales que requieren un elemento conector para unir tubo por tubo y lograr contar con una longitud apropiada para el trabajo a realizar. La tubería flexible es de dimensiones geométricas esbeltas ($< 3 \frac{1}{2}$ " de diámetro), aunque actualmente se fabrican de grandes dimensiones (7" de diámetro) y la mayoría de las veces se utiliza como tubería de trabajo en procesos de recuperación avanzada durante la vida productiva del pozo.

1.4. Clasificación de tubería de revestimiento

Las tuberías de revestimiento se clasifican por la función que desempeñan al colocarse en el interior de un pozo. La Figura 1.2 es un esquema que representa la forma como se colocan las tuberías de revestimiento en el interior de un pozo.

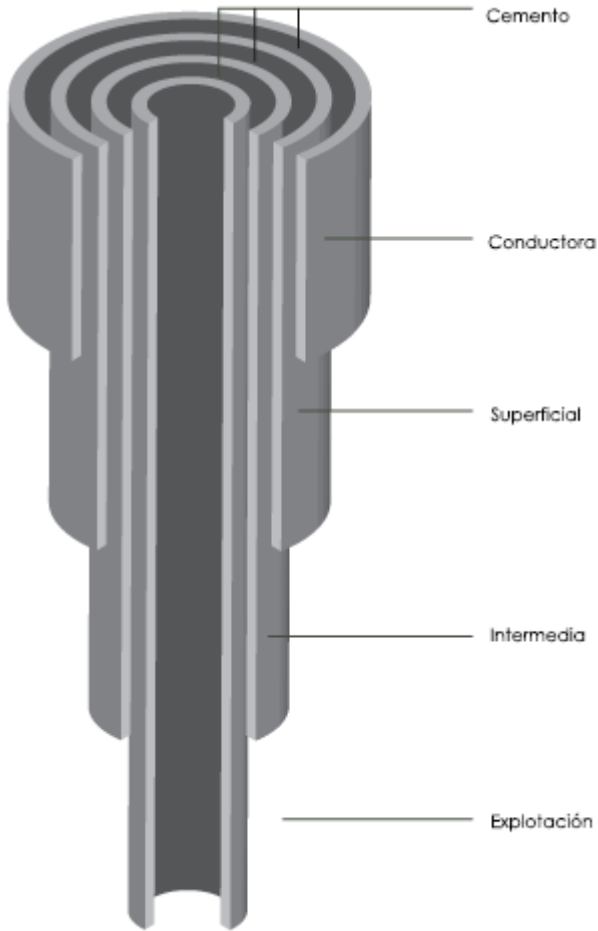


Figura 1.2. Tuberías de revestimiento en un pozo

1.4.1. Conductora

Es la primera tubería de revestimiento que debe ser hincada o cementada; sirve para sentar el primer cabezal, en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las de circulación del lodo de perforación. Es la de mayor diámetro que se utiliza en el pozo, pues a través de ella pasan todas las tuberías de

revestimiento que se utilizan. En el mar, es la primera tubería que se instala desde la plataforma hasta cierta profundidad (longitud) abajo del lecho marino (mudline).

1.4.2. *Superficial*

Es la tubería que sirve para aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como las manifestaciones de gas someros. Provee equipo de flotación, que permita realizar una buena cementación para continuar la perforación dentro de una zona de transición de alta presión. En pozos desviados, la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección construida para prevenir derrumbes de la formación durante la perforación profunda. Esta sarta es cementada típicamente hasta la superficie o lecho marino (mudline) y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

1.4.3. *Intermedia*

Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdida de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal. La cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburos.

Algunos pozos requieren de múltiples sargas intermedias.

1.4.4. De explotación

Es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener mayor resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejarán en caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad (bombeo mecánico (gas lift), inyección de inhibidores de aceite). El buen trabajo de cementación primaria es crítico para esta sarta.

1.4.5. Otros tubulares

Existen tuberías de revestimiento que, por su condición y objetivo de colocación, pueden definirse como: tubería corta o camisa (liner), complemento (tie-back), complemento corto (stub), sin tubería de producción (tubingless).

1.4.5.1. Tubería corta o camisa (liner)

Es una sarta de tubería que no se coloca desde la cabeza del pozo; ya que, se sostiene por otra sarta. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería corta puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la de explotación. La tubería corta es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud.

1.4.5.2. Complemento (TIE-BACK)

Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Es un refuerzo para la tubería de explotación. Si se tienen altas presiones protege de los fluidos corrosivos y refuerza la tubería de explotación en caso de que se presenten daños. Puede cementarse parcialmente.

1.4.5.3. Complemento corto (STUB)

Es una sarta de tubería que funciona igual que el complemento. Proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta. Puede cementarse parcialmente.

1.4.5.4. Sin tubería de producción (TUBINGLESS):

Es una tubería de explotación que se prolonga hasta la superficie y se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos.

1.5. Datos de tuberías

Los tubos utilizados en la industria petrolera deben cumplir con ciertas características geométricas y mecánicas dependiendo de su uso. A continuación, se presentan algunos datos característicos de las tuberías utilizadas para la perforación de un pozo.

1.5.1. Tubería de perforación

Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro nominal, peso nominal, clase, grado, resistencia a la tensión, colapso y torsión. La clase de tubo, se refiere al grado de usabilidad que ha tenido el tubo. El API divide las tuberías como se observa en la Tabla 1.1.

Tabla1.1. Características geométricas y mecánicas de la TP

Diámetro nominal [pg]	Peso nominal [lb/pie]	Clase	Grado	Tensión [x10 ³ lb _f]	Torsión [x10 ³ pie-lb _f]	Resistencia al colapso [psi]
2 3/8	4.85	I	E75	98	4.76	10,500
		II	G105	151	5.81	11,763
		Premium	X95	136	6.09	12,155
3 1/2	13.30	I	G105	452	29.52	13,344
		II	S135	382	22.16	13,721
		Premium	E75	153	11.09	8,703
4	14.00	I	X95	361	29.50	13,721
		II	S135	404	27.74	15,592
		Premium	G105	314	25.42	13,866
4 1/2	20.00	I	E75	412	36.90	12,546
		II	S135	581	44.03	18,058
		Premium	G105	452	40.16	16,042
5	19.50	I	X95	501	52.14	12,039
		II	X95	395	34.46	9,631
		Premium	S135	561	58.11	15,636
5 1/2	24.70	I	S135	895	101.83	17,626
		II	G105	548	52.37	11,096
		Premium	E75	391	44.32	9,051
6 5/8	25.20	I	E75	489	70.58	6,542

1.5.2. Tuberías de revestimiento (TRs) y producción (TPs)

Las características principales a observar en las tuberías de revestimiento y tuberías de producción son: diámetro nominal, peso nominal, grado, mandril, resistencia a la tensión, resistencia al colapso y resistencia al estallamiento. Un ejemplo de estas características se muestra en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Características mecánicas y geométricas de las TRs y TPs

Diámetro Nominal [pg]	Peso nominal [lb/pie]	Grado	Diámetro mandril [pg]	Diámetro interior [pg]	Resistencia al colapso [psi]	Tensión [$\times 10^3$ lbf]
4 ½	9.5	H-40	3.965	4.09	2760	111
	11.6	K-55	3.875	4.052	4010	165
	15.1	P-110	3.701	3.826	14350	485
5	11.5	J-55	4.435	4.56	3060	182
	15	N-80	4.283	4.408	7250	350
	24.1	P-110	3.875	4	19800	778
5 ½	14	J-55	4.887	5.012	3120	222
	17	K-55	4.767	4.892	4910	273
	20	P-110	4.653	4.778	11100	641
6 5/8	20	H-40	5.924	6.049	2520	229
	24	C-90	5.796	5.921	6140	624
	24	P-110	5.796	5.921	6730	763
7	17	H-40	6.413	6.538	1420	196
	23	L-80	6.241	6.366	3830	532
	35	P-110	5.879	6.004	13020	1119
7 5/8	47.1	N-80	6.25	6.375	12040	1100
	26.4	C-95	6.844	6.969	3710	714
	29.7	P-110	6.75	6.875	5350	940
8 5/8	24	K-55	7.972	8.097	1370	381

	36	L-80	7.7	7.825	4100	827
	49	P-110	7.386	7.511	10750	1553
9 5/8	32.3	H-40	8.845	9.001	1370	365
	36	K-55	8.765	8.921	2020	564
	53.5	P-110	8.379	8.535	7950	1710
10 3/4	32.75	H-40	10.036	10.192	840	367
	51	C-90	9.694	9.85	3400	1310
	65.7	P-110	9.404	9.56	7500	2088
11 3/4	60	C-75	10.616	10.772	3070	1298
	60	L-80	10.616	10.772	3180	1384
	60	C-90	10.616	10.772	3180	1384
13 3/8	72	G-90	12.191	12.347	2780	1869
	72	C-95	12.191	12.347	2820	1973
	72	P-110	12.191	12.347	2890	2284
16	65	H-40	15.062	15.25	630	736
	75	J-55	14.936	15.124	1020	1178
	84	K-55	14.822	15.01	1410	1326
18 5/8	87.5	H-40	17.567	17.775	630	994
	87.5	J-55	17.567	17.775	630	1367
	87.5	K-55	17.567	17.775	630	1367
20	94	H-40	18.936	19.124	520	1077
	94	J-55	18.936	19.124	520	1480
	133	K-55	18.542	18.73	1490	2125

1.6. Estándares sobre tuberías

A nivel mundial existen varias organizaciones e instituciones que estudian e investigan, todo lo concerniente al tema de tuberías utilizadas para la industria petrolera.

Dichas instituciones se enfocan principalmente al establecimiento de estándares para la fabricación, uso y prueba de materiales, como un medio de coadyuvar a los ingenieros en la mejor toma de decisiones y a establecer condiciones y recomendaciones para el adecuado aprovechamiento de las tuberías.

1.6.1. API

Una de las instituciones más serias y de mayor prestigio a nivel internacional y que ha trabajado para la industria petrolera desde 1919, es el American Petroleum Institute (API). En el seno de dicha institución se han forjado una serie de estudios e investigaciones que dieron lugar a lo que actualmente se conoce como boletines o recomendaciones API.

Los estudios sobre tuberías y conexiones que el API ha realizado, ha generado una gran cantidad de referencias, que en muchos de los casos, aplicamos en cada una de las etapas en las que se utilizan las tuberías. Es decir, primeramente los fabricantes producen las tuberías requeridas acorde a las especificaciones de fabricación y pruebas recomendadas por el API. Además, desde un punto de vista de diseño, se utilizan las condiciones de desempeño estipuladas en los boletines y finalmente, se aplican también las recomendaciones para el uso adecuado de las tuberías.

Cabe aclarar que el API es únicamente válido en el interior de los Estados Unidos. Algunos países y empresas como Petróleos Mexicanos lo adoptan como su estándar.

1.6.2. NACE

Del mismo modo, existe otra institución que se ha enfocado desde 1943 al estudio e investigación de los efectos de la corrosión sobre una diversidad de materiales, la National Association of Corrosion Engineers (NACE). Esta institución ha generado una serie de recomendaciones y boletines de pruebas de materiales que se aplican sobre los elementos tubulares. Generalmente esta institución emite cada año una revisión actualizada de sus referencias.

1.6.3. ISO

A nivel mundial, dentro del marco de globalización de las economías, la International Standard Organization (ISO), organización enfocada a estandarizar procesos con calidad ha avalado o certificado algunos de las recomendaciones y boletines del API, a fin de generalizar su uso en cualquier país.

1.7. Capacidad de resistencia

El advenimiento de la tecnología de la información y la aplicación sistemática de las computadoras en temas y procesos como el de diseño de las tuberías de revestimiento, que es parte

importante del proceso de diseño de la perforación de pozos, sin lugar a dudas los factores y mayor importancia influyente para establecer y aceptar que en la actualidad, se cuente con todos los ingredientes técnicos requeridos para realizar con detalle los análisis más convenientes que permitan justificar la mejor selección de tuberías. Esto es, se tiene una extensa infraestructura, tanto en hardware y software como en modelos matemáticos. Si los manejamos en forma apropiada e integrada conducirán a fortalecer el proceso de diseño. El aprovechamiento de tal infraestructura ha servido de medio para establecer el desarrollo de sistemas expertos en materia de diseño tubular. Sin embargo, aún con todas estas posibilidades, pudiéramos estar lejos de propiciar el mejoramiento en el proceso de diseño, en tanto no se cuente con un conocimiento profundo y detallado sobre la capacidad de resistencia de los elementos tubulares, y ante todo, con suficiente información que permita reconocer la respuesta en resistencia que opone el tubo ante la acción combinada de cargas que experimentan a nivel de pozo.

Los datos tradicionales y por excelencia que se tienen sobre la resistencia de las tuberías están generalmente referenciados en condiciones idealizadas. Es decir, en condiciones atmosféricas de presión y temperatura y carga axial cero. En realidad éstos, nos dan una dimensión exacta de la respuesta deseada de la tubería ante la eventualidad y magnitud de las condiciones esperadas en el interior de un pozo.

La importancia de reconocer la capacidad de resistencia de las tuberías ha sido materia de muchas y fuertes discusiones, de extensos estudios y de diversidad de pruebas de laboratorio, que han permitido evolucionar en el conocimiento del comportamiento mecánico de las tuberías. Es por ello que diferentes instituciones (API, ASTM, ASME, NACE, etc.) se han abocado a la tarea de reconocer y recomendar prácticas para estandarizar tanto el proceso de fabricación como la medición de su desempeño mecánico o capacidad de resistencia, y hasta las prácticas para el buen manejo de los mismos.

II

Condiciones de falla

Para iniciar con la aplicación y explicación de cualquier método para diseño, es necesario y recomendable determinar la resistencia de los diferentes elementos tubulares. Esto a la vez conduce a considerar las diferentes situaciones de falla que experimentan las tuberías. La resistencia de un tubo se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla.

El término "falla" se entiende como sinónimo de "fractura". Sin embargo, en el estudio de la mecánica de materiales éste no es el significado usual del término. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo

cual estaba destinado. En el caso de las tuberías colocadas en un pozo, si estas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe entender la situación como una condición de falla.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Con ello propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

La capacidad de resistencia de una tubería se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente COLAPSO, ESTALLAMIENTO, CORROSIÓN Y TENSIÓN. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia en los materiales.

2.1. Cedencia

Para entender el comportamiento de falla iniciaremos por definir el concepto de cedencia o fluencia, que es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un

material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente. Es decir, el material se comporta plásticamente o se dice que tiene fluencia. Antes de esta deformación, al liberar la carga, el material recupera su estado original. Se dice entonces que el material es elástico. El punto a partir del cual el material se fractura o se rompe, se dice que alcanza su último valor de resistencia a la cedencia.

La Figura 2.1 muestra el comportamiento esfuerzo-deformación para determinar la fluencia o cedencia de un material (acero).

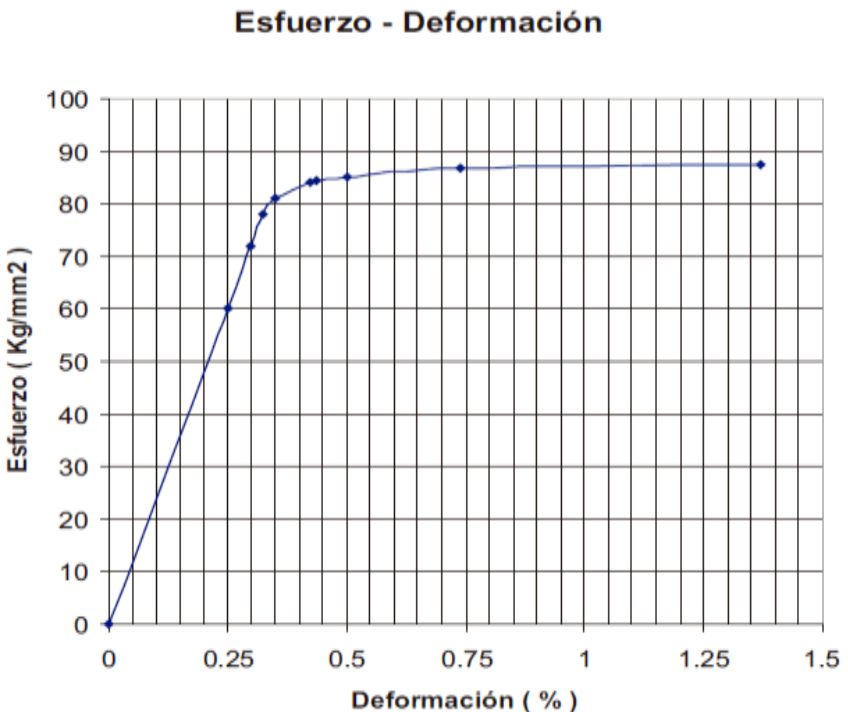


Figura 2.1 Comportamiento elástico de un tubo de acero

El API, como órgano normativo en el ámbito internacional, ha establecido estándares para medir la cedencia de los aceros con los cuales se fabrican los tubulares denominados OCTG (Oil Country Tubular Goods), que no son más que las tuberías de revestimiento, tuberías de producción y sartas de perforación que se utilizan en la industria petrolera. Como el material de fabricación de las tuberías es el acero, a nivel de fabricación se producen diferentes tipos de acero que están regulados por los estándares. Para establecer la cedencia de un acero, el API recomienda que se realice una prueba de tensión sobre un espécimen. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo. Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando alcanza el 0.5% de deformación. Este valor de deformación es ligeramente superior al límite elástico. Este porcentaje es aplicable para los aceros API denominados H-40, J-55, K-55, N-80, C-75, L-80 y C-95. Para aceros P-110, Q-125, el API considera una deformación del 0.65% para establecer la cedencia de estos materiales.

La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para hacer ceder al mismo. Es decir, aquel esfuerzo aplicado para alcanzar la deformación establecida. La nomenclatura recomendada por el API para identificar los diferentes tipos de acero se define por una letra seguida por un número. La letra simboliza el tipo de acero, y el número y la magnitud de la cedencia del material expresada en miles de libras

por pulgada cuadrada (psi). Ejemplificando: un acero denominado L-80 tiene una cedencia de 80,000 psi u 80 ksi.

Debido a que se presentan significantes variaciones en la medición de la cedencia de tuberías, el API adoptó el criterio de "resistencia de cedencia mínima" en lugar de un valor promedio. La mínima resistencia de cedencia se calcula como el 80% del promedio de la cedencia observada en una gran cantidad de pruebas realizadas. Adicionalmente a la mínima resistencia a la cedencia, el API especifica la máxima resistencia de cedencia y la mínima última resistencia a la tensión.

Estas quedan definidas bajo el mismo enfoque del 80% de pruebas realizadas para determinar la máxima cedencia y el valor de tensión última con la cual se fractura el material.

Para fines de diseño, el criterio de mínima resistencia de cedencia es el que debe de adoptarse, a fin de garantizar, con un margen de seguridad, la resistencia del material. La nomenclatura API para los diferentes aceros tiene estipulado en el número la mínima resistencia a la cedencia, y es el valor nominal de cedencia que debe considerarse en todos los cálculos de evaluación de resistencia de las tuberías.

La Tabla 2.1 muestra un resumen de los diferentes aceros o grados API con sus valores de cedencia.

Tabla 2.1 Grados API del acero

°API	Esfuerzo cedente [ksi]		Resistencia Última a la Tensión Mínima [ksi]	Elongación Mínima [%]
	Mínimo	Máximo		
H-40	40	80	60	29.5
J-55	55	80	75	24.0
K-65	55	80	95	19.5
N-80	80	110	100	18.5
L-80	80	95	95	19.5
C-90	90	105	100	18.5
C-95	95	110	105	18.5
T-95	95	110	105	18.0
P-110	110	140	125	15.0
Q-125	125	150	135	18.0

Existen aceros que se fabrican con especificaciones propias de los fabricantes y que no adoptan en su totalidad las especificaciones estipuladas por el API. A este tipo de aceros se les conoce comúnmente como aceros propietarios o grados propietarios, o simplemente grados NO-API. Sin embargo, tratan de seguir la misma nomenclatura adoptada por el API para especificar la cedencia del material. Tal es el caso de los grados propietarios que produce TAMSA como son: TAC y TRC.

La cedencia de los materiales se ve sensiblemente afectada por la temperatura a la que están expuestos. Las pruebas de tensión que se realizan para medir la cedencia de un material generalmente se efectúan a la temperatura ambiental. Sin embargo, se ha observado que a temperaturas elevadas (>150 °C)

la resistencia de cedencia de un acero empieza a verse disminuida. A este tipo de observaciones se les conoce como pruebas de tensión en caliente, mediante lo cual se puede establecer el grado de afectación por temperatura en los diferentes aceros para tuberías.

2.2. Colapso

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

La resistencia a la falla por colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente. En primer instancia, es una de las causas más comunes de falla en las tuberías colocadas en un pozo y en segundo término es un fenómeno de falla más complejo de predecir.

La falla al colapso depende de diversos factores propios de la naturaleza de fabricación del tubo. Dentro de éstos resaltan la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

2.2.1. Resistencia al colapso

A través de una extensa serie de pruebas realizadas en tuberías el API ha demostrado el comportamiento de la falla por

colapso de las tuberías. La figura 2.2 muestra las diferentes condiciones de falla por colapso para un amplio rango de diámetros/espesor de tuberías. Este último término se define como esbeltez o delgadez de la tubería.

Se manifiestan, de acuerdo a las pruebas realizadas, cuatro zonas o comportamientos. La primera es la denominada presión de colapso por cedencia, en la cual el material es fuertemente dependiente de la cedencia del material, en virtud de que se ha comprobado que los esfuerzos tangenciales generados en la periferia interior del tubo, alcanza al valor de la cedencia. Se presenta para tuberías cuya esbeltez sea inferior a 15. Es decir, tuberías de diámetro grande ($> 7 \frac{5}{8}$ "). Un segundo comportamiento del colapso es el elástico. Este es reproducido mediante la teoría clásica de la elasticidad y se presenta en tuberías con esbeltez mayor a 25. Es decir, tuberías de diámetro pequeño (< 7 "). Un tercer comportamiento, que el API denominó como colapso plástico, es el que se presenta posteriormente a la etapa de colapso plástico, que obedece a la naturaleza propia de deformación del tubo en la etapa de plasticidad o posterior a la cedencia. Y finalmente, existe una zona de transición entre el colapso plástico y el colapso elástico. Es un comportamiento que ha sido correlacionado en forma numérica por el API a fin de tener en forma completa el modelado del comportamiento del colapso.

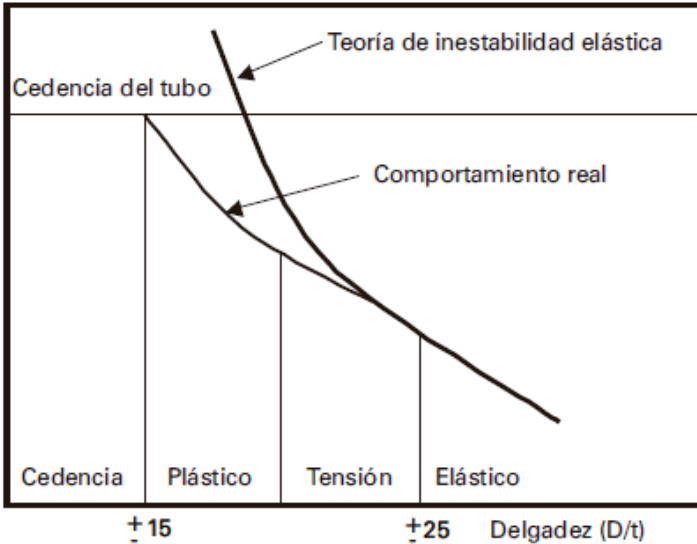


Figura 2.2 Comportamiento del colapso

2.3. Estallamiento

La falla por estallamiento de una tubería es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la misma. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento. Por efecto de las traducciones y el manejo del término "burst", generalmente se le ha denominado como resistencia a la presión interna. Sin embargo, es claro anotar que éste es utilizado debido a que la presión interna es la carga y la propiedad del material es la resistencia, ésta opone al material a fallar por estallamiento o explosión debido a la carga a la que está sometido por la presión que actúa en la cara interior del tubo.

2.3.1. Resistencia al estallamiento

Para predecir la resistencia al estallamiento de tuberías se utiliza la ecuación de Barlow. Se recomienda para tubos de espesor delgado, y es avalada por el API como estándar en sus especificaciones.

$$P_{Est} = 0.875 \frac{2\sigma_y}{\frac{d}{t}} \tag{2.1}$$

Donde:

P_{Est} = Resistencia al estallamiento [psi]

σ_y = Cedencia [psi]

d = Diámetro nominal [pg]

t = Espesor nominal [pg]

Hipótesis al aplicar la ecuación de Barlow:

- Considera el mínimo espesor permisible en el cuerpo del tubo (87.5% del espesor nominal)
- Esfuerzo radial despreciable
- Esfuerzo axial o carga axial = 0
- Esfuerzo tangencial considerando presión externa = 0
- Falla por cedencia (presión de cedencia interna)
- A temperatura ambiental (20 °C).
- El API establece que el valor obtenido con la ecuación de Barlow se redondee en múltiplo de 10.

2.4. Corrosión

La corrosión es un fenómeno electro-químico. Tiene lugar en las tuberías por efecto de la acción del medio ambiente y la reacción de los constituyentes del material con el que están fabricados los tubos, es decir de acero. Este fenómeno tiene muchas y diversas presentaciones en los aceros. Desde una oxidación hasta lo que actualmente conocemos como agrietamiento por sulfhídrico (SSC). El efecto de deterioro por los estragos de la corrosión en las tuberías se manifiesta por la pérdida de la capacidad de resistencia, que obliga a prevenir estos efectos para evitar las fallas en las tuberías.

El efecto de corrosión SSC es de vital importancia para fines de diseño de un pozo, debido a que se considera la corrosión como una condición de carga que deteriora la capacidad de resistencia de los materiales, ante la probabilidad de ataque del sulfhídrico en fase gaseosa. En la etapa de diseño debemos tomar en consideración los parámetros que permitan analizar y cuantificar las condiciones bajo las cuales el efecto nocivo de la corrosión se va a presentar.

Los factores que contribuyen a la corrosión SSC son la concentración del H_2S , el nivel pH, la temperatura, el nivel de esfuerzos en la tubería, la cedencia del material, la micro-estructura, el proceso de tratamiento térmico durante la fabricación y las aleaciones que componen al acero. Incrementando la concentración de H_2S se puede tener un efecto

significativo en la susceptibilidad al agrietamiento. Sin embargo, se ha observado que un incremento del nivel de pH por arriba de 8 en el medio que rodea a la tubería, disminuye el ritmo de corrosión. Es por esto que los lodos de perforación con valores de pH mayores de 8 son benéficos para prevenir el ataque del ácido sulfhídrico.

La NACE institución de investigación y normativa ante la problemática de la corrosión ha publicado recomendaciones para la selección de materiales que están expuestos al H_2S , a través de su boletín MR-0175-99, en el cual se listan las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales debe ser seleccionada una tubería para que resista la acción de la corrosión por SSC. Es una fuente de gran valor que se ha adoptado en el ámbito internacional. Por lo que debemos adoptarla como norma reguladora de la selección de las tuberías en el proceso de diseño.

Recientemente se han conducido diversos estudios para analizar la aplicación estricta de la norma NACE en el ámbito de perforación. Dentro de las conclusiones a las que se ha llegado es que debe ser considerada dentro de la norma el parámetro pH, en virtud de ser un factor de peso para que el material sea susceptible al agrietamiento por H_2S .

Otros estudios relativos a la aplicación de la norma, han reflejado que existe una condición adicional para que se presente el fenómeno de agrietamiento. Esta condición es la cantidad de hidrógeno presente en el acero. Lo han denominado "hidrógeno

crítico". Es el límite mínimo de cantidad de hidrógeno contenido en el tubo para que se manifieste la permeación del hidrógeno en el acero. En este caso, se deben realizar pruebas a cada tipo de acero de tubería para determinar el valor de hidrógeno crítico.

2.4.1. Resistencia a la corrosión

Ante el ataque simultáneo de gases de H_2S y CO_2 se recomiendan aceros denominados "especiales", dada la naturaleza anticorrosiva para lo cual fueron diseñados. La fabricación de las tuberías especiales cuenta con aleaciones que evitan la propagación de la corrosión en la superficie metálica. Generalmente se les conoce como CRA (Corrosion Resistant Alloys). Estas tuberías tienen un costo por demás elevado y su manejo debe ser cuidadosamente revisado. Las tuberías denominadas cromadas (13% cromo y níquel) son de este tipo especial de acero, y existen en el mercado internacional (compañías japonesas como NKK y Sumitomo).

Debido a lo costoso de este tipo de tubería (aproximadamente de 3 a 8 veces el costo de una tubería convencional), en Petróleos Mexicanos no se usan hoy en día. Sin embargo, su aplicabilidad es cada vez más propicia por efecto de las grandes cantidades de sulfhídrico y CO_2 que se produce en algunos campos del territorio nacional.

2.5. Tensión

La tensión es una condición mecánica (tensionada) de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

2.5.1. Resistencia a la tensión

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Como se mencionó previamente, se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto. Es decir:

$$R_T = 0.7854(d_e^2 - d_i^2)\sigma_y \tag{2.2}$$

Donde:

R_T = Resistencia a la tensión (psi)

d_e = Diámetro exterior (pg)

d_i = Diámetro interior (pg)

σ_y = Minimo esfuerzo de cedencia (psi)

Puesto que la cedencia de un material se determina a partir de una prueba de tensión, que consiste en aplicar una carga axial en forma incremental sobre una probeta o espécimen con cierta sección transversal (de acuerdo al ASTM), también se obtiene la resistencia a la tensión de dicho material. Este es muy diferente a la de una tubería, por la diferencia en la sección transversal del cuerpo del tubo y el de la probeta.

La resistencia a la tensión de una tubería de acuerdo a lo estipulado por el API, se mide en unidades de fuerza (libras) con un valor resultante de redondear al número más próximo en múltiplos de 10 libras, al aplicar la ecuación de resistencia a la tensión.

III

Tecnología de expansión

La tecnología tubular expandible definida generalmente por la industria en su forma más simple como: estirado en frío del acero en el fondo del pozo.

A pesar que la primera patente relacionada fue publicada en 1865, fue hasta mediados de la década de 1900 que la industria expandió exitosamente tubería *in situ* (por ejemplo en el fondo del pozo). En ese momento, los operadores en la ex Unión Soviética expandieron exitosamente tubo corrugado con presión de agua y conos de rodillo para tapar zonas problemáticas en agujero descubierto. Este sistema transicional y su relevante aplicación motivaron aún más la evolución de la tecnología expandible.

A finales de los 80's y principios de los 90's la industria empezó a investigar la posibilidad de utilizar tubulares expandibles de fondo del pozo para superar el tradicionalmente pozo telescopiado. La idea era crear una tecnología que eventualmente resultara en un pozo con un solo diámetro y reducir drásticamente los costos totales de perforación y terminación.

La prueba de concepto original en la que se consideraron tuberías sólidas expandibles convencionales fue realizada en 1993 por Royal Dutch Shell en The Hague. Esta primera expansión fue alrededor del 22% de la tubería original de 4 pulgadas de diámetro. Aunque en la prueba se utilizaron tramos de tubería soldadas entre sí, un importante avance técnico ocurrió en 1998, con el desarrollo de conexiones roscadas expandibles en Oilfield Country Tubular Goods (OCTG).

Conectores expandibles

Una familia de conectores sello metal con metal han sido desarrollados por encima de los más altos estándares API. Estas conexiones son capaces de sobrevivir a esfuerzos extremos que pueden ocurrir si se impide que la tubería de revestimiento expandible se encoja durante la instalación del sistema. Esta condición puede ocurrir cuando el liner se llega a pegar diferencialmente mientras se está expandiendo.

No calificado totalmente, el conector hermético expandible de gas está actualmente disponible comercialmente; sin embargo,

las conexiones herméticas de agua han sido probadas exitosamente en un ambiente hermético de gas. Investigaciones en curso y proyectos en desarrollo incluyen conexiones herméticas de gas.

3.1. Proceso de expansión

La tecnología tubular expandible consiste en estirar en frío la tubería de acero en el fondo del pozo. Esta expansión plástica in situ (deformación) de OCTG se realiza ya sea empujando o jalando un enderezador, como se muestra en la Figura 3.1, una tubería con un diámetro interior (DI) más pequeño que el enderezador.

Las fuerzas de expansión dependen del coeficiente de fricción entre el enderezador (cono) y la superficie del DI de la tubería. Un recubrimiento lubricado especialmente desarrollado aplicado al DI de la tubería proporciona un medio ecológico y económico para reducir la fricción.

Para expandir la tubería plásticamente, un cono puede ser conducido por la fuerza que se genera al aplicar una diferencial de presión a través del enderezador mismo, o por una fuerza directa de empuje o jalón, si la tubería está anclada. La componente radial del esfuerzo total aplicado al acero causa la deformación plástica de la tubería.

El material de la tubería cumple con las propiedades fundamentales de elasticidad y plasticidad.



Figura 3.1 Mandril usado para deformar permanentemente tubería sólida expandible

Dentro del rango elástico, el material se deforma linealmente con el aumento de los niveles de esfuerzo, pero regresa a su forma original cuando se retira la carga.

El material alcanza su punto cedente, cuando el esfuerzo aplicado fuerza al material a pasar del rango elástico al rango plástico. Dentro del rango plástico, la deformación no incrementa linealmente respecto al incremento en el esfuerzo.

La deformación llega a ser permanente aun cuando el esfuerzo es removido. Si el esfuerzo continúa incrementando a través del rango plástico, el material alcanzaría la denominada resistencia última, donde eventualmente fallará, como se aprecia en la Figura 3.2.

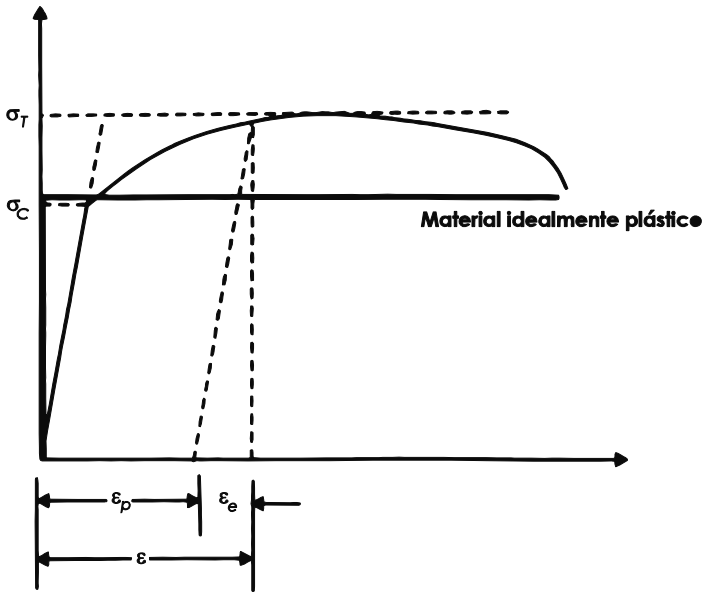


Figura 3.2 Curva esfuerzo-deformación basada en la ley de Hooke y utilizando el módulo de Young.

La ley de Hooke dice que en el rango elástico de un material, la deformación es proporcional al esfuerzo.

La elongación de la tubería es directamente proporcional a la fuerza de tensión (esfuerzo) y la longitud de la tubería, e inversamente proporcional a la sección transversal y el módulo de elasticidad.

La Ley de Hooke se da como:

$$\delta = \frac{PL}{AE} \quad (3.1)$$

Dónde

δ = Elongación de la tubería, [pg]

P = Fuerza aplicada a la tubería, [lbf]

L = Longitud de la tubería, [pg]

A = Área de la sección transversal de la tubería, [pg²]

E = Módulo de elasticidad, [psi]

Para materiales bajo tensión, la deformación es proporcional al esfuerzo aplicado:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} \tag{3.2}$$

Dónde

ε = Deformación, [%]

σ = Esfuerzo, [psi]

E = Módulo de elasticidad, [psi]

La deformación total es la suma de las deformaciones plástica y elástica, donde ε_e es reversible (desaparece cuando la carga es removida) y ε_p es permanente (permanece incluso si la carga es removida). Ilustrada en la Figura 3.2.

$$\varepsilon = \varepsilon_e + \varepsilon_p \tag{3.3}$$

Dónde

ε = Deformación total, [%]

ε_e = Deformación elástica, [%]

ε_p = Deformación plástica, [%]

σ_c = Esfuerzo cedente [psi]

σ_T = Resistencia a la tensión [psi]

Es posible alcanzar expansiones en el fondo del pozo mayores al 20%, pero la mayoría de las aplicaciones prácticas utilizan tuberías de 3.5 a 16 pulgadas y requieren menos del 18% de expansión. Solo las aplicaciones en las que no se permite la reducción del tamaño del agujero (sistemas mono-diámetro) requieren más de un 20% de expansión. La deformación plástica del acero no depende considerablemente de la tasa de deformación. Como se ha demostrado en pruebas laboratorio/campo es posible expandir tuberías excediendo una tasa de 100 pies/min. En un entorno real del piso del equipo, y teniendo en cuenta las consideraciones de seguridad, la tasa de expansión es usualmente limitada a 50 pies/min.

3.1.1. Presiones y fuerzas de expansión

La expansión se realiza desde la fuerza que el mandril ejerce sobre la tubería cuando se aplica presión. La cantidad de presión requerida para iniciar y mantener la expansión varía de acuerdo al tamaño, profundidad y condiciones del pozo. Los sistemas expandibles son diseñados típicamente para mantener la presión de expansión desde 40% hasta 65% de la cedencia interna de la tubería. Las presiones pueden ir desde 1,500 psi hasta 4,000 psi, dependiendo de la aplicación y del tamaño de la tubería.

Durante la deformación plástica de la tubería, todas las fuerzas tienen que estar balanceadas (ecuación de equilibrio), y el volumen de la deformación del material debe permanecer constante (incompresibilidad volumétrica). Estos dos factores permiten derivar las expresiones para la magnitud de las presiones y fuerzas de expansión, y la cantidad de encogimiento de la tubería y reducción de la pared.

Fuerzas de expansión

$$F_{exp} = d_0 t_0 (1 + \mu \cot \alpha) \sigma_c \varepsilon \tag{3.4}$$

Dónde

- F_{exp} = Fuerzas de expansión, [lbi]
- d_0 = Diámetro original interno, [pg]
- t_0 = Espesor original de la pared, [pg]
- μ = Coeficiente de fricción
- α = Mitad del ángulo del cono, [rad]
- σ_c = Esfuerzo cedente, [psi]
- ε = Deformación total, [%]

Presiones de expansión

$$P_{exp} = \frac{4t_0}{d_0} \left[(1 + \mu \cot \alpha) \sigma_c \frac{\varepsilon}{(1 + \varepsilon)^2} \right] \tag{3.5}$$

Dónde

P_{exp} = Presiones de expansión, [psi]

d_0 = Diámetro original interno, [pg]

t_0 = Espesor original de la pared, [pg]

μ = Coeficiente de fricción

α = Mitad del ángulo del cono, [rad]

σ_y = Esfuerzo cedente, [psi]

ε = Deformación total, [%]

Reducción de la pared

$$t = t_0(1 - 0.5\varepsilon) \quad (3.6)$$

Dónde

t = Espesor final de la pared, [pg]

t_0 = Espesor original de la pared, [pg]

ε = Deformación total, [%]

Encogimiento de la tubería

$$L = L_0(1 - 0.5\varepsilon) \quad (3.7)$$

Dónde

L = Longitud final de la tubería, [pg]

L_0 = Longitud original de la tubería, [pg]

ε = Deformación total, [%]

Estas ecuaciones denotan que las presiones y fuerzas de expansión son directamente proporcionales a la cedencia de la tubería, coeficiente de fricción, y la cantidad de expansión. Aunque el coeficiente de fricción sea muy pequeño, aún es necesario realizar un determinado trabajo mecánico para deformar (expandir) plásticamente la tubería. Estas ecuaciones se derivaron suponiendo el comportamiento plástico ideal, que subestima considerablemente las presiones y fuerzas de expansión. La plasticidad ideal es la forma más simple de aproximarse al comportamiento no elástico, cuando se supone que después de alcanzar el esfuerzo cedente, el material continúa deformándose plásticamente bajo esfuerzo constante (ver Figura 3.2).

3.2. Efectos de expansión en las propiedades del material

Tuberías sólidas expandibles son producidas con aceros de resistencia convencional, pero lo suficientemente dúctil como para soportar una operación de conformación en frío en la que su diámetro aumenta en el fondo de pozo. La tubería expandible inicialmente consistía de productos con costura, porque el espesor de la pared podía ser controlado dentro de los límites requeridos por el proceso. Tubería de Revestimiento sin costura es utilizada y preferida ampliamente en la actualidad por la mayoría de clientes finales. Otros materiales aplicables (dependiendo del caso) incluyen tuberías manufacturadas con metales no ferrosos, tales como aleaciones de cromo, aluminio o titanio.

Los materiales apropiados de la tubería presentan un comportamiento deformación-endurecimiento de tal manera que las tuberías tienen presiones de estallamiento similares antes y después de la expansión. El colapso de la tubería expandible es afectado negativamente con el proceso de expansión por un factor de 30 a 50%, debido al esfuerzo residual y al efecto Bauschinger. La mayor parte de este esfuerzo residual se disipa con el tiempo, incluso con bajas cantidades de calor. Ingeniería confiable con estas tuberías es posible porque los valores post expansión dados por los proveedores representan esta posición de colapso reducida.

Imperfecciones en el espesor de la pared son una causa potencial para localizar la deformación plástica en zonas de espesor de pared mínimas durante la expansión. En consecuencia, pueden ocurrir estrangulamiento y fallas dúctiles. Por lo tanto, la expansión de la tubería sólida exige cualidades tubulares con especificación más restrictiva de las tolerancias sobre el diámetro interno y externo. Defectos en la superficie, así como también defectos a granel, pueden ser perjudiciales para el proceso de expansión. Los defectos pueden crecer y causar fractura dúctil y falla catastrófica de la tubería. Por lo tanto, la expansión de tubería sólida exige prácticas más estrictas de inspección tubular.

Conocer las propiedades mecánicas después de la expansión es imprescindible para una posición de servicio precisa del producto tubular bajo evaluación. Resistencia post expansión, ductilidad, impacto, tenacidad, colapso y estallamiento han sido

estudiados. Utilizando materiales de baja cedencia basados en el carbono (50 ksi contra 80 ksi) para crear tuberías de revestimiento expandibles, pueden ser fácilmente tolerados bajos niveles de H_2S . Originalmente se pensaba que el uso de materiales de baja cedencia podría afectar significativamente el colapso de los productos, pero se ha demostrado que, normalmente, el colapso es solo de menos de 100 psi para materiales de 50 ksi de tuberías de revestimiento manufacturadas con materiales de 80 ksi. Para concentraciones mayores de H_2S , se requieren materiales de aleaciones resistentes a la corrosión.

Como se mencionó anteriormente, camisas expandibles muestran una reducción en la resistencia al colapso después de la expansión. Esta reducción se debe a que el diámetro de la tubería de revestimiento es físicamente más grande después de la expansión. También, como resultado del estirado en frío de la tubería en el fondo del pozo, en la tubería de revestimiento se mantiene algún esfuerzo residual después de la expansión. Expandir tubería de pared gruesa incrementa la resistencia al colapso, pero también el pozo se hace más estrecho.

Por ejemplo, una extensión de liner de la TR 9 5/8" puede correrse y ofrecer todavía la posibilidad de correr una camisa de conexiones al ras de 7". La resistencia al colapso es de aproximadamente 2,800 psi. Expandiendo una tubería de pared gruesa puede resultar en una resistencia al colapso de 4,500 psi pero la opción de correr una camisa de conexiones al ras de 7" a través de la extensión de camisa desaparece. Este problema

geométrico sigue siendo la razón principal para expandir tuberías de pared delgada en ciertos tamaños de tuberías de revestimiento, pero en otros tamaños tuberías de revestimiento de pared gruesa pueden ser utilizadas para agregar capacidad de colapso a la tubería de revestimiento expandida. Incrementar el esfuerzo cedente no ofrece ningún incremento notable sobre la resistencia al colapso, como resistencia al colapso es principalmente una función de espesor de pared para tubería de pared delgada.

3.2.1. Estallamiento y colapso

El estallamiento y colapso de tubería son proporcionales al esfuerzo cedente del acero. En general, entre mayor esfuerzo cedente, menor deformación plástica de tubería puede sobrevivir antes de fallar. Equilibrar el rendimiento de la tubería después de la expansión y la confiabilidad del proceso de expansión es crítico. La presión de colapso de OCTG se reduce hasta en un 50% después de la expansión.

Un efecto menor en la presión de estallamiento es observado. Si bien hay algunas pruebas que sugieren que los esfuerzos residuales son un factor que contribuye a esta reducción de la presión de colapso, la preponderancia de la evidencia sugiere que la principal causa es el efecto Bauschinger.

El efecto Bauschinger se produce cuando el flujo plástico en una dirección (expansión) disminuye el esfuerzo aplicado al cual comienza el flujo plástico en la dirección inversa (colapso). Se está

trabajando para hacer una evaluación exacta de este efecto en las condiciones de fondo de pozo simuladas (temperaturas, presiones, etc), así como el trabajo sobre los métodos para llevar a cabo la recuperación in situ de la resistencia al colapso.

3.2.2. Tensión

Este método de trabajo en frío de expandir tubería causa la mayoría de la deformación que ocurre en la dirección del agujero, con menor adelgazamiento de pared y alguna contracción de la tubería. El grado más bajo de resistencia de tubería muestra un incremento en cedencia, los grados más altos de resistencia muestran decrementos, y grados intermedios muestran un pequeño cambio. Con la expansión, la resistencia última a la tensión tiende a aumentar y la elongación tiende a disminuir (resultado natural de trabajar en frío el metal). Dificultades experimentales asociadas con esfuerzos residuales en tuberías expandidas pueden causar un alto grado de variabilidad en los datos de las pruebas cedencia-resistencia.

3.2.3. Tenacidad y prueba de impacto Charpy

La prueba Charpy mide la energía absorbida por un espécimen estándar con muesca, mientras se rompe bajo una carga de impacto. La prueba de impacto Charpy continúa utilizándose como un método económico de control de calidad para determinar la sensibilidad de la muesca y la tenacidad al impacto de materiales ingenieriles.

De las propiedades mecánicas evaluadas, la más importante es el efecto de expansión sobre la tenacidad al impacto Charpy. La tenacidad al impacto Charpy se reduce por el trabajo en frío de expansión, lo que indica la necesidad para que inicialmente mayores tenacidades sean requeridas a las que normalmente se requieren de aceros hechos para expansión (Figura 3.3).

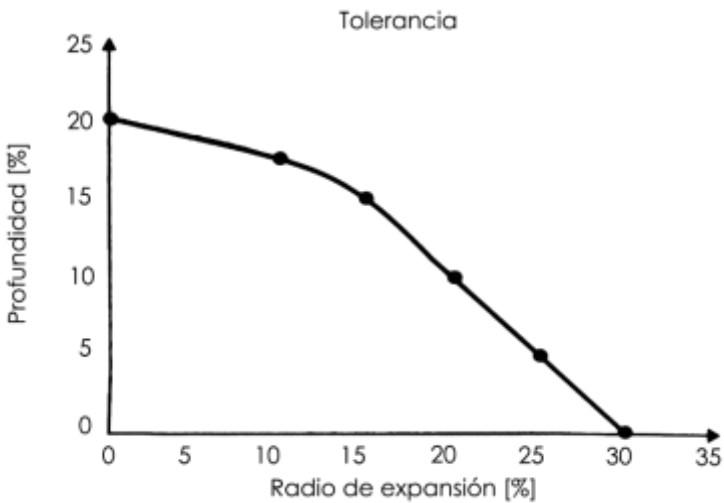


Figura 3.3 Prueba de impacto Charpy

3.3. Técnicas de expansión

Con el principio básico definimos que la expansión de la tubería requiere alcanzar la deformación plástica de la tubería de revestimiento para expandir permanentemente el tubo, el enfoque cambia a la mejor forma de llevar a cabo los resultados deseados.

Las técnicas de expansión asumen diferentes características, dependiendo de las condiciones dinámicas geológicas y las propiedades fijas del material.

Este enfoque describe el método empleado para propagar el proceso técnico que produce un resultado final aplicable y relevante. Las técnicas actuales de expansión incluyen lo siguiente.

3.3.1. *Expansión con agua*

La expansión con agua consiste en aplicar presión hidráulica interna (movimiento de líquido bajo presión) dentro de la tubería de revestimiento para formar o reformar la tubería, ver Figura 3.4.



Figura 3.4 Tubería antes (izq.) y después (der.) de la expansión con agua

3.3.2. Expansión cónica

La expansión cónica fuerza un enderezador ya sea bombeando, jalando, o empujando a través del tubo para deformar plásticamente la tubería de revestimiento y permitir que sea expandida permanentemente, como se muestra en la Figura 3.5. La mayoría de los productos sólidos expandibles actualmente disponibles son expandidos a través del uso de un cono.

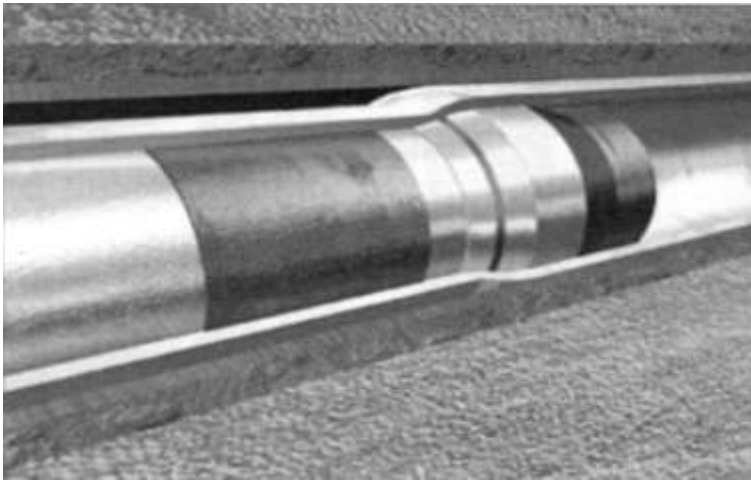


Figura 3.5 Técnica de expansión cónica

3.3.3. Expansión rotaria

La expansión rotaria combina presión hidráulica, carga axial y rotación para deformar la tubería de revestimiento permanentemente. La herramienta de expansión se corre dentro del colgador expandible y se hace girar desde la superficie, mientras simultáneamente se aplica presión a través de la columna

de trabajo y la herramienta de expansión, forzando a un conjunto de rodillos de la herramienta de expansión para realizar la expansión. Cuando los rodillos de la herramienta son forzados contra el interior de la tubería de revestimiento expandible desde la presión hidráulica aplicada, ya que están siendo girados desde la superficie del pozo, la tubería de revestimiento expandible es forzada a expandir su diámetro por una cantidad predeterminada de presión, ver Figura 3.6.

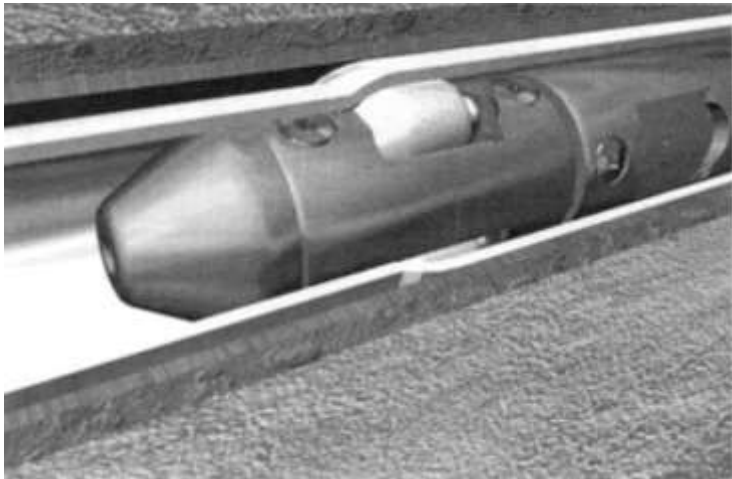


Figura 3.6 Técnica de expansión rotaria

3.4. Dirección de expansión

Cuando la tubería de revestimiento se expande en el agujero descubierto con un cono, la ley de balance de materia aumenta el diámetro de la tubería de revestimiento con un ligero adelgazamiento de la pared de la tubería de revestimiento (~5%), acompañado de un encogimiento en la longitud del 4-7%. El encogimiento de la longitud de la camisa depende del porcentaje

de expansión y debe tomarse en cuenta la geometría del dispositivo de expansión.

La reacción física de la redistribución del material significa que por cada 1,000 pies de tubería de revestimiento expandida, la camisa encoge aproximadamente 50 pies. Si una camisa se corre al fondo del pozo, anclada en la parte superior y expandida de arriba hacia abajo, una camisa de 1,000 pies se reduce a 950 pies y los 50 pies del fondo del pozo están expuestos. La expansión del fondo a la superficie proporciona un medio para abordar el tema expuesto.

A medida que la camisa se expande de abajo hacia arriba, la columna de tubería de revestimiento encoge desde la parte superior. El encogimiento puede ser compensado corriendo una camisa adicional y permitiéndole ser acortada a la longitud deseada final en la superposición de la columna previa de tubería de revestimiento. Esta asignación asegura que la sección del fondo del pozo (normalmente la sección más crítica) esté descubierta.

IV

Sistemas de expansión

La naturaleza misma del pozo determina qué herramientas y sistemas de expansión son aplicables, ya sea en agujero descubierto o revestido. Hoy en día, la tecnología expandible se utiliza para construir pozos más profundos, más delgados, y más productivos, y se utiliza para reparar o sellar tubos desgastados o dañados.

En aplicaciones de fondo del pozo, la tecnología sólida expandible reduce o elimina el perfil telescópico del pozo, como se muestra en la Figura 4.1. En el agujero descubierto, la tecnología extiende intervalos de tubería de revestimiento en la preparación para la perforación a través de zonas problemáticas, o cuando un

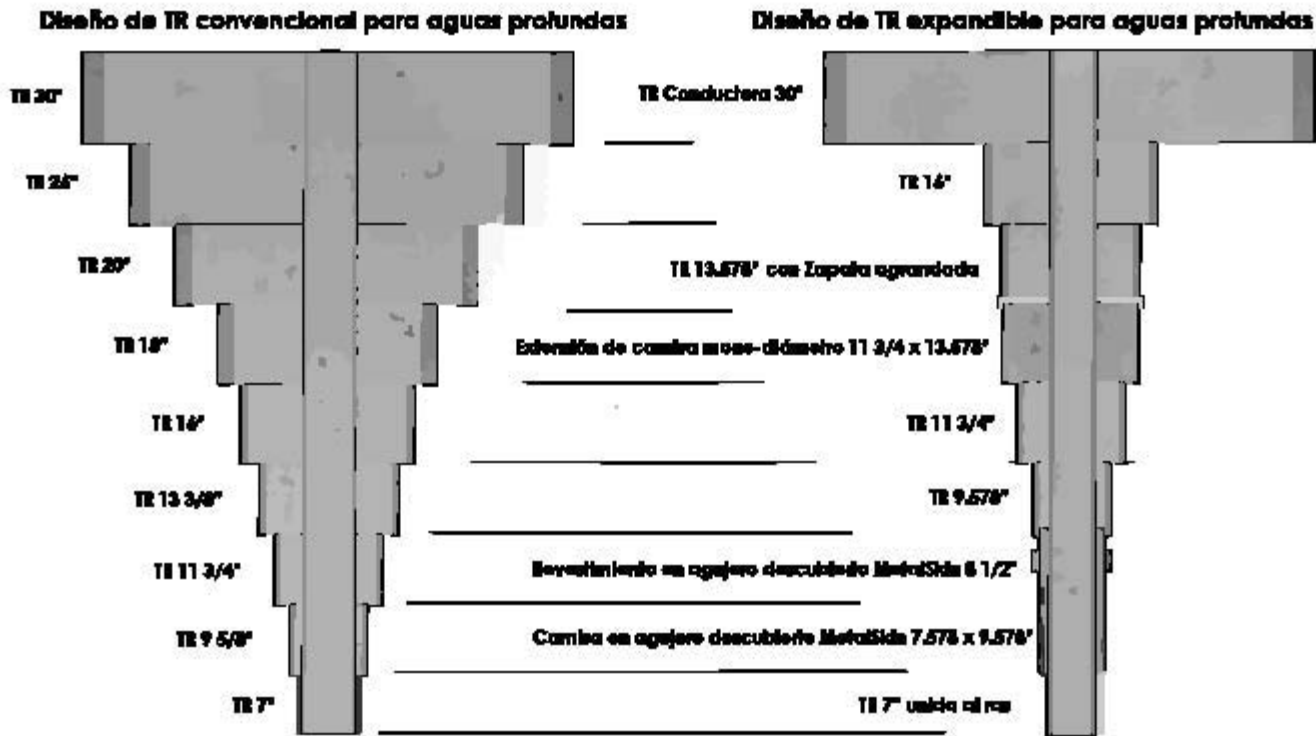


Figura 4.1 Adelgazamiento de pozos a través del uso de sistemas sólidos expandibles en agujero descubierta.

evento no planeado en el pozo requiere sacrificar o comprometer la profundidad de la tubería de revestimiento como fue diseñada en el plan de perforación.

En el agujero revestido, la tecnología puede reparar o remediar problemas de tubería de revestimiento con un impacto mínimo de reducción del tamaño del agujero, en lugar de representar el tamaño inadecuado del sistema de terminación.

4.1 Sistema sólido expandible para agujero revestido

En un entorno de agujero revestido, los sistemas sólidos tubulares permiten la reparación de tuberías de revestimiento dañadas, desgastadas o corroídas, y minimizar el adelgazamiento del perfil del pozo durante la reparación. Dependiendo de la longitud de la sección, un sistema puede consistir en un tubo sencillo o en una lingada.

Los sellos de elastómero moldeado en el diámetro exterior (DE) de la tubería expandible se encuentran separadas para sellar por encima y por debajo de cada área del problema. Los elastómeros comprimen entre la tubería de revestimiento primaria y el sistema como las tuberías expandibles.

Las camisas sólidas expandibles para agujero revestido han sido utilizadas simplemente para sellar conjuntos de perforaciones para remediar pozos enteros. La producción de pozos con tuberías de producción estrechas ha ido incrementando hasta en un 50%

removiendo la tubería de producción convencional, y reemplazándola con tubería de revestimiento sólida expandible con un incremento en el diámetro interno (DI).

Sartas completas o parciales de tubería de revestimiento expandible hechas de material CRA han sido instaladas para pozos “línea” del cual, la tubería de revestimiento de acero carbonado se ve afectada por corrosión debido a la exposición al CO₂, H₂S, u otra formación corrosiva o fluidos inyectados.

Remediación de tuberías en pozos inyector es una aplicación común para las camisas sólidas expandibles en agujero revestido. La reparación efectiva de estos pozos puede afectar positivamente la producción de todos los pozos en su patrón de inyección, incrementando enormemente la producción del campo e incrementar las reservas recuperables del campo.

4.2 Sistema sólido expandible para agujero descubierto

En un entorno de agujero descubierto, la aplicación más común corre un sistema sólido de expansión, lo expande y une de nuevo a la sarta de tubería de revestimiento anterior. Este enfoque estructural minimiza el adelgazamiento del perfil del pozo durante la perforación. Los principales tipos de sistemas expandibles para agujero descubierto consisten en lo siguiente:

4.2.1. Sistema de camisa ranurada

Este sistema de extensión de camisa es utilizado en combinación con fibra de cemento y se instala en un agujero escariado para permitir cero pérdidas en el agujero. Puede ser atado de nuevo a la sarta anterior de tubería de revestimiento, o instalado como una tubería independiente, no como una camisa complementaria.

La camisa ranurada es utilizada para reforzar el cemento y guiar la limpieza de salida, de modo que permanece en el pozo en lugar de desviarlo.

Este tipo de sistemas camisa/cemento han sido aplicados para mitigar zonas de alta presión y zonas de pérdida de circulación, ver Figura 4.2.

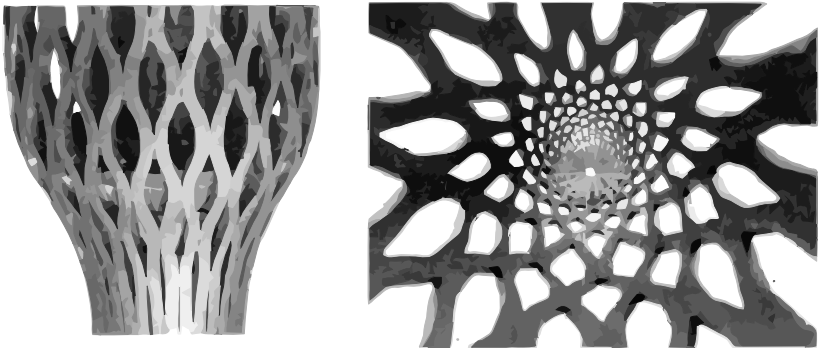


Figura 4.2 Sistema de expansión de camisa ranurada

4.2.2. Sistema de camisa sólida expandible,

Como se muestra en la Figura 4.3, es el sistema de extensión de camisa (liner) más común. Este sistema reduce ligeramente el diámetro interior (DI) del agujero, pero minimiza el adelgazamiento del pozo.

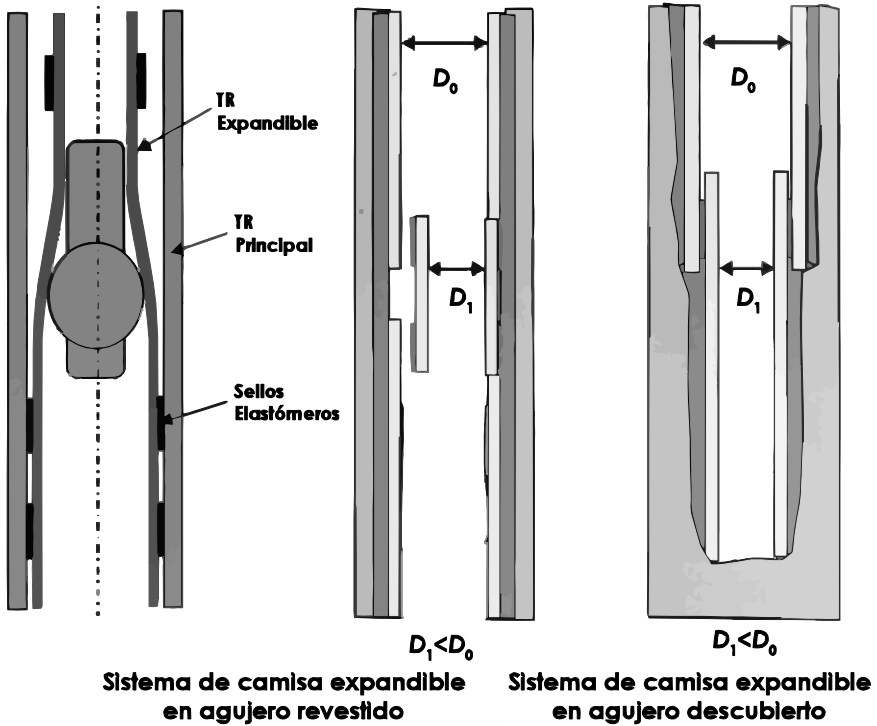


Figura 4.3 Sistema sólido de expansión

4.2.3. Sistemas de revestimiento

Un sistema de revestimiento se expande contra un pozo que no ha sido escariado. El DI del pozo se reduce por el espesor de la pared de la camisa más el espesor de los elementos del sellado

elastómero (si los hay) formados en el exterior de la camisa. El segundo sistema de revestimiento, llamado una camisa “revestida a través del revestido”, se expande en un pozo ligeramente escariado (~1 pg). Este sistema de extensión de camisa no reduce el DI del pozo. El sistema no es colgado o atado a la sarta anterior y es utilizado para aislar zonas problemáticas sin tener un conjunto de tuberías de revestimiento o camisas, ver Figura 4.4.

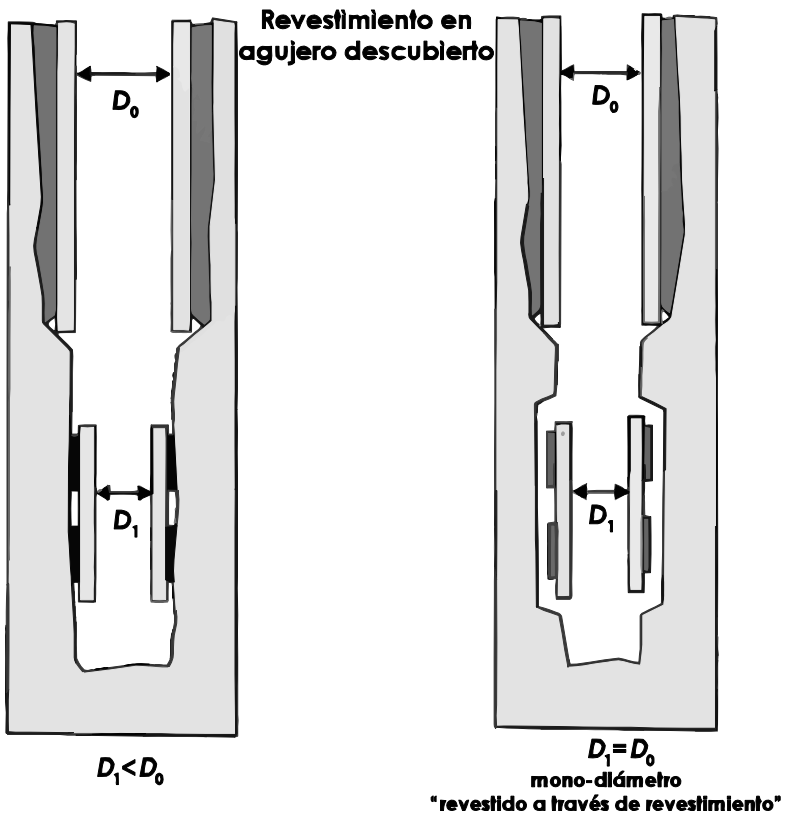


Figura 4.4 Sistema revestido de expansión

4.2.4. Sistemas mono-diámetro

El sistema de pozo mono-diámetro es un sistema de un solo diámetro que utiliza secuencialmente instalados, productos expandibles sólidos para crear una sarta de revestimiento continua con el mismo diámetro de la tubería de revestimiento, eliminando de este modo el efecto telescópico, como en la Figura 4.5.

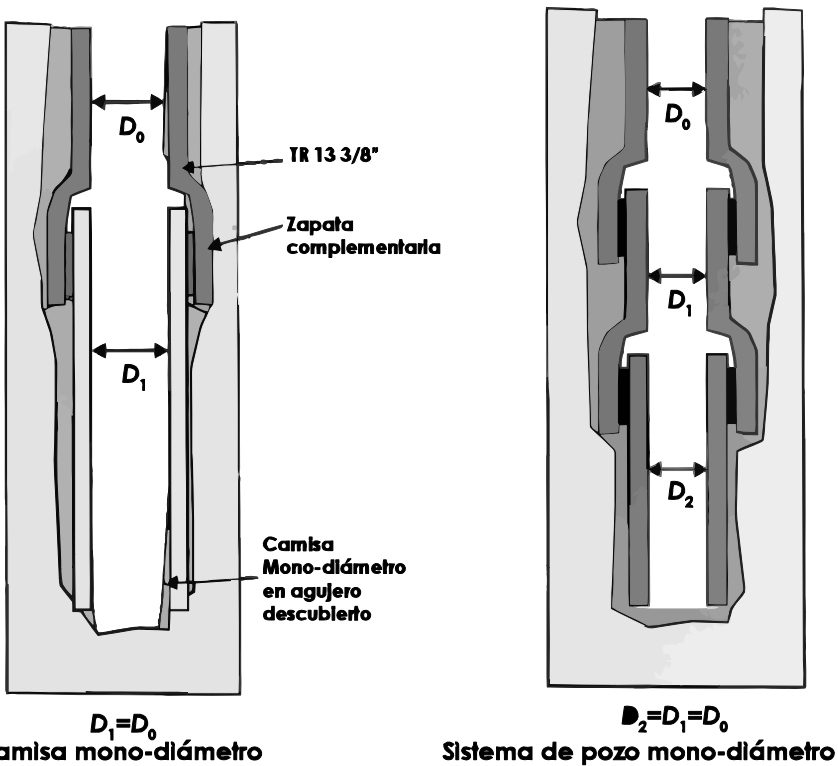


Figura 4.5 Sistema mono-diámetro expandible

Ya se han creado en distintas partes del mundo pozos con el mismo diámetro desde la superficie hasta el fondo del pozo.

4.2.4.1. Camisa mono-diámetro

Este sistema de extensión de camisa típicamente requiere correr una zapata de gran tamaño en el fondo de la sarta anterior. Este sistema estará ligado a la columna de tubería de revestimiento anterior.

El sistema de camisa mono-diámetro puede ser utilizado como una extensión de zapata que ofrece la misma desviación que la sarta de tubería de revestimiento anterior. Aunque no es tan flexible como sistemas expandibles convencionales, los sistemas de extensión de zapatas puedes extender uno o más tamaños de zapatas en preparación para hacer frente a una o más zonas problemáticas.

El diseño básico de la camisa mono-diámetro proviene de sistema convencional de camisa sólida expandible para agujero descubierto. Utilizando una zapata agrandada como parte del ensamble en el fondo del agujero (BHA), ver Figura 4.6, la configuración anterior de tubería de revestimiento facilita la transformación este sistema básico de camisa para agujero descubierto dentro de un sistema de un solo diámetro. Esta zapata agrandada tiene un DI lo suficientemente grande para facilitar una expansión más grande de lo normal de la camisa en agujero descubierto, resultando en una post expansión del DI de la camisa en agujero descubierto como el de la sarta de tuberías de revestimiento anterior, por lo tanto, extiende la zapata anterior sin telescopiar el pozo.

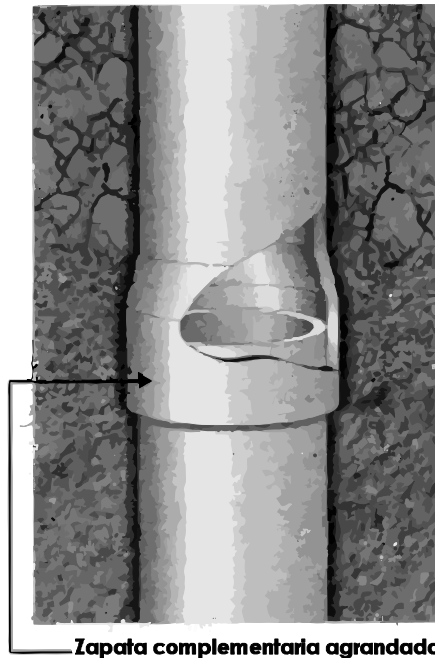


Figura 4.6 Zapata agrandada utilizada en la camisa mono-diámetro

La siguiente sección del agujero puede entonces ser perforada con el mismo tamaño de barrena. Porque la zapata agrandada está construida con tubería de revestimiento con conexiones unidas al ras, el funcionamiento del DE es el mismo como el de las conexiones de la columna convencional de tubería de revestimiento, minimizando cualquier cambio de densidad equivalente de circulación (DEC).

La camisa mono-diámetro requiere el uso de la zapata de gran tamaño y ésta se corre cuando se corre la sarta de tuberías de revestimiento anterior. Estos sistemas deben ser utilizados como una contingencia planificada o como una instalación planificada.

Las camisas mono-diámetro se pueden utilizar para reducir el tamaño de la parte superior de un pozo sin reducir el tamaño de la terminación del pozo. También se pueden utilizar como una contingencia para asegurar que la terminación del pozo no se ve obligada a ser reducida, debido a los problemas de perforación que pueden necesitar ser mitigados, Figura 4.7.

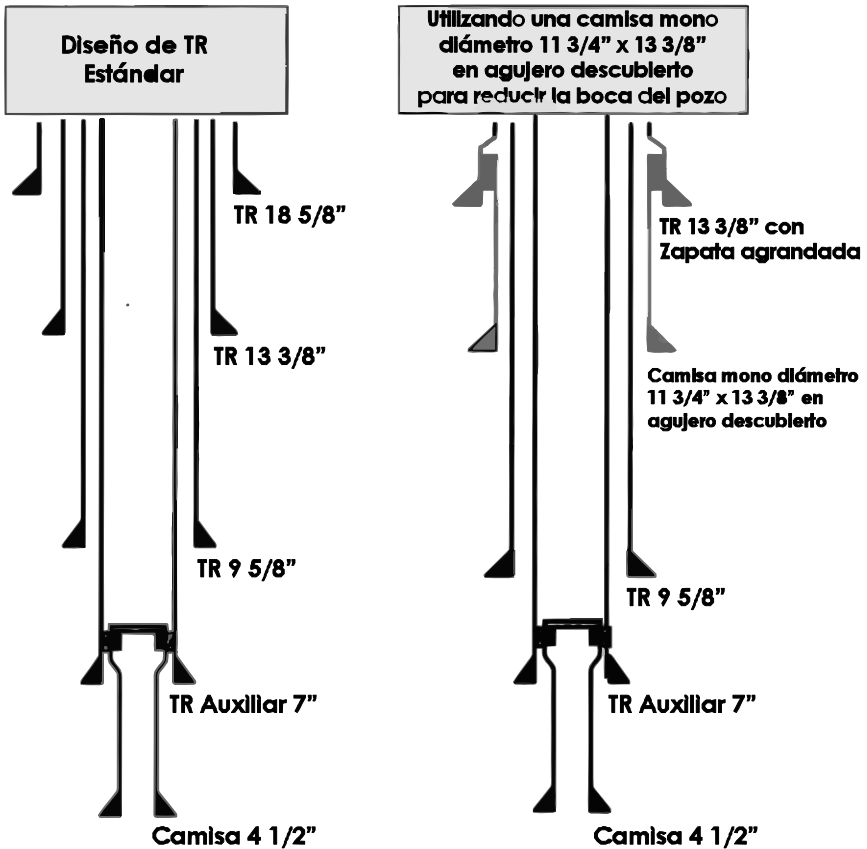


Figura 4.7 Reducción de la boca del pozo con una camisa mono-diámetro

V

Aplicando sistemas de expansión

La tecnología expandible suele aplicarse mediante uno de los siguientes métodos:

- Contingencia única, problemas inesperados
- Contingencia planificada
- Elemento en la perforación del pozo
- Planificación en múltiples usos

5.1. Mitigar condiciones con tecnología de expansión

¿Por qué el sistema que es utilizado en un proyecto depende de las cuestiones y condiciones que demandan mitigación? Problemas inesperados pueden requerir la aplicación de una instalación única, lo que es especialmente común en pozos exploratorios.

Datos de compensación pueden identificar características de la formación que pueden justificar la planeación en el sistema como una contingencia de diseño. Problemas típicos de perforación que pueden ser mitigados con una solución de camisa expandible incluyen:

- Estabilidad del agujero inadecuada
- Agujero sobre expuesto como un resultado de los problemas de perforación, fallas en el equipo prolongan el viaje redondo, etc.
- Formaciones sobre presionadas
- Formaciones bajo presionadas
- Tolerancias cercanas de gradiente de fractura/presión de poro
- Aislamiento deficiente a través de múltiples zonas
- Reparación de la TR que fue cementada superficialmente por error

En contraste a una aplicación de último recurso, los sistemas expandibles pueden ser utilizados como una columna de tubería de revestimiento fundamental al inicio de la perforación de pozos. Este método proactivo permite que el sistema sea instalado antes de encontrar la zona problemática y antes de que el pozo esté a punto de ser abandonado.

Si un sistema expandible se utiliza como parte del plan o para propósitos de contingencia, la tecnología mantiene el tamaño del agujero, compensa los eventos no planificados, y permite flexibilidad en el proceso de planificación del pozo.

5.1.1. Mitigar riesgos

Asegurarse de llegar a la profundidad total con el diámetro interior requerido mientras reduce el tiempo no productivo.

Los proyectos de perforación se caracterizan por presentar retos únicos que a menudo conducen a un costoso tiempo improductivo. La mayoría de las veces se pueden eliminar problemas potenciales antes de que ocurran.

Si un sistema expandible es planeado desde el principio del diseño de perforación del pozo, la tecnología expandible es utilizada como una oportunidad y no como una necesidad para mitigar la contingencia, lo cual se traduce en una reducción en el tiempo de perforación de casi el 66%. Ver Figura 5.1.

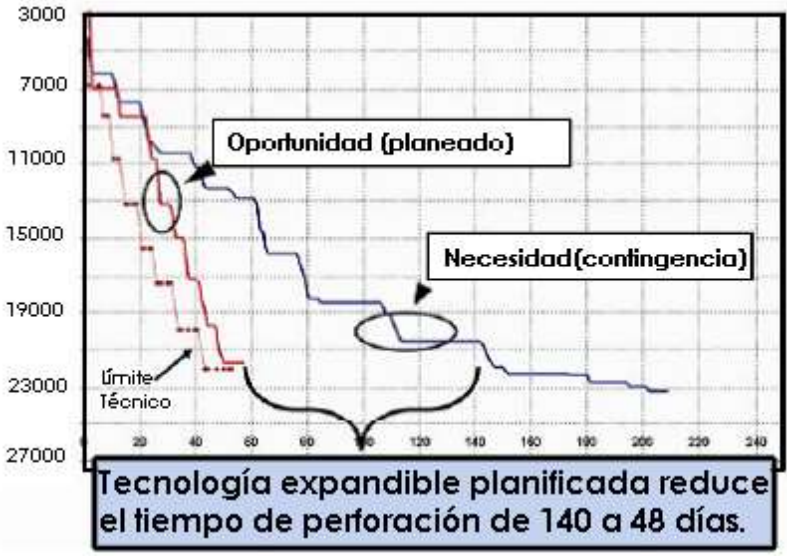


Figura 5.1 Profundidad [pies] contra Días

5.1.2. Profundidad extra de tubería de revestimiento

Cuando las condiciones de perforación dictan una profundidad de tubería de revestimiento para ser cementada más alto de lo planeado, los sistemas expandibles ofrecen una solución que le permite mantenerse en el plan. Desde que las camisas expandibles se expanden en el fondo del pozo, el diámetro interno se agranda *in situ* permitiendo correr tuberías de revestimiento más largas para la siguiente sarta, manteniendo así el pozo sobre el objetivo. Si una camisa expandible está planeada estratégicamente dentro del diseño del pozo:

- Se pueden aislar zonas problemáticas
- Se minimizan riesgos
- Se mejora el valor

Una camisa expandible también puede ser corrida como una contingencia en caso de problemas imprevistos en el pozo. Ver Figura 5.2

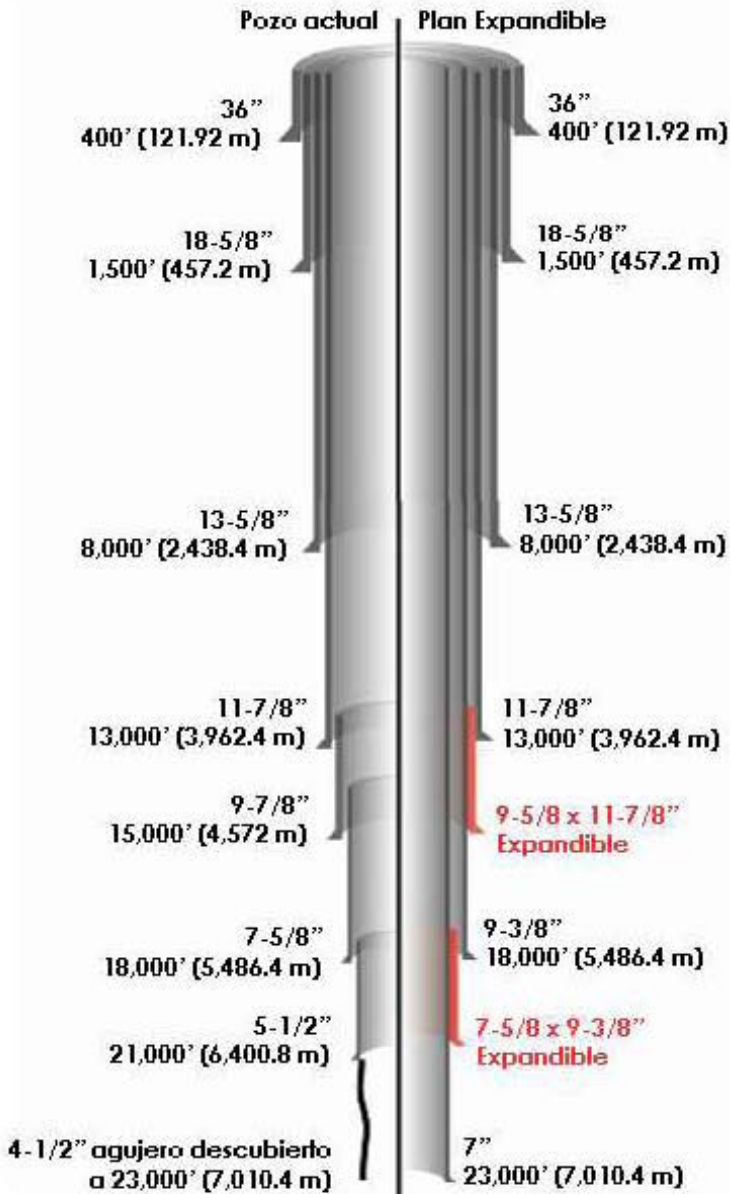


Figura 5.2 Agregar TR más profunda

5.2. Aumentar la producción

La tecnología expandible ha permitido a los operadores alcanzar yacimientos con tamaños de tuberías de revestimiento más grandes que con cualquier otra manera posible, aumentando así el tamaño de la tubería de producción y la tasa de producción, como se muestra en la Figura 5.2. Comparando el plan de pozo convencional contra el plan de pozo expandible, ilustra que utilizando expandibles sólidos como una contingencia, o una contingencia planificada (utilizando sólo cuando sea necesario), es posible aumentar una terminación.

Instalaciones previstas con tecnología expandible están ayudando a la industria a cumplir los objetivos de producción más altos y mejorar la economía del campo. En un programa de inyección de agua de varios pozos en Mississippi, los expandibles ahorraron tiempo y dinero en reparaciones mayores correctivas, aumentaron la producción y en última instancia, resultó en mayores reservas debido a la mejora de la eficiencia de barrido de inyección de agua.

En la figura 5.3 podemos observar cómo es que se incrementa la vida del activo cuando se incrementa la producción, esto permite tener una mejor explotación del activo y por mucho más tiempo que con el diseño tradicional de terminación de pozos.

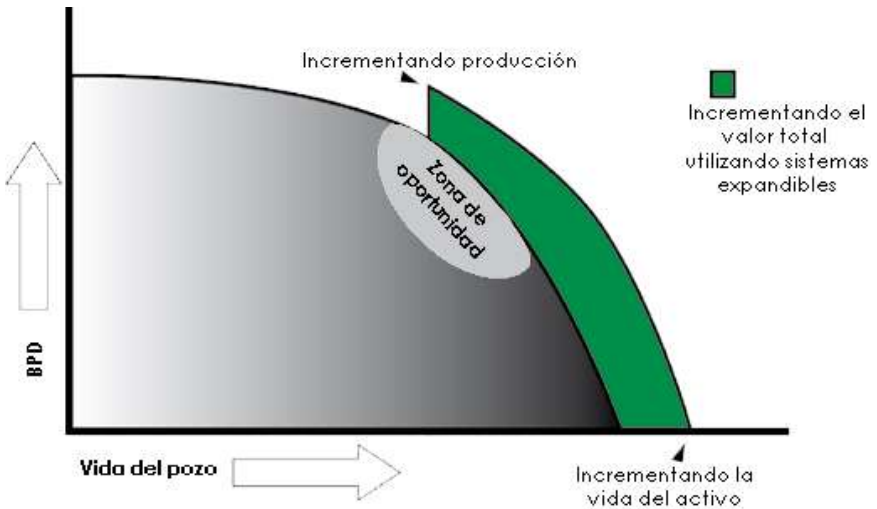


Figura 5.3 Utilizando tecnología expandible se puede incrementar la producción y extender la vida de un activo

5.3. Perforar pozos más profundos

En algunos casos no es posible alcanzar zonas productoras, porque existe un límite en el número de puntos de tuberías de revestimiento que se pueden establecer para aislar diferentes retos del pozo. Con la tecnología expandible, los operadores han sido capaces de establecer más asentamientos de tubería de revestimiento y alcanzar los yacimientos con un tamaño de tubería de revestimiento óptimo, permitiendo así pozos de largo alcance.

Esta aplicación es particularmente valorada y relevante donde el uso de tecnología mono-diámetro permite campos extensos de drenaje, o incluso múltiples campos para ser desarrollados desde una plataforma de perforación mediante el uso de pozos horizontales que tienen 5-15 Km de longitud.

5.3.1. *Alcanzar profundidad total*

La tecnología sólida expandible proporciona un pozo más profundo que una tubería de revestimiento convencional mediante la expansión de tubería al fondo del pozo. La tecnología expandible mitiga riesgos en pozos exploratorios donde a menudo se encuentran las condiciones desconocidas de la formación.

Hay varias maneras de utilizar sistemas expandibles:

- Planear una camisa alta expandible en el pozo por encima de cualquier área problemática proporciona espacio para una columna adicional de tubería de revestimiento.
- Los sistemas expandibles también pueden correrse como una contingencia para mitigar áreas de problemas previstos.
- Adicionalmente, después de que el primer pozo exploratorio está terminado, los expandibles pueden ser planeados estratégicamente dentro de pozos futuros proporcionando un diseño de pozo optimizado.

5.3.2. *Resultados probados*

Un pozo ultra profundo de 55 millones de dólares alcanzó exitosamente la profundidad total mediante la instalación de dos sistemas expandibles. Cuando se encuentra un intervalo problemático, el primer sistema aísla la zona sin perder tamaño de agujero. El segundo sistema permite alcanzar el objetivo con un tamaño de agujero adecuado para la evaluación programada.

Esto permite al operador obtener datos del objetivo sin una costosa re perforación. Como se muestra en la Figura 5.4.

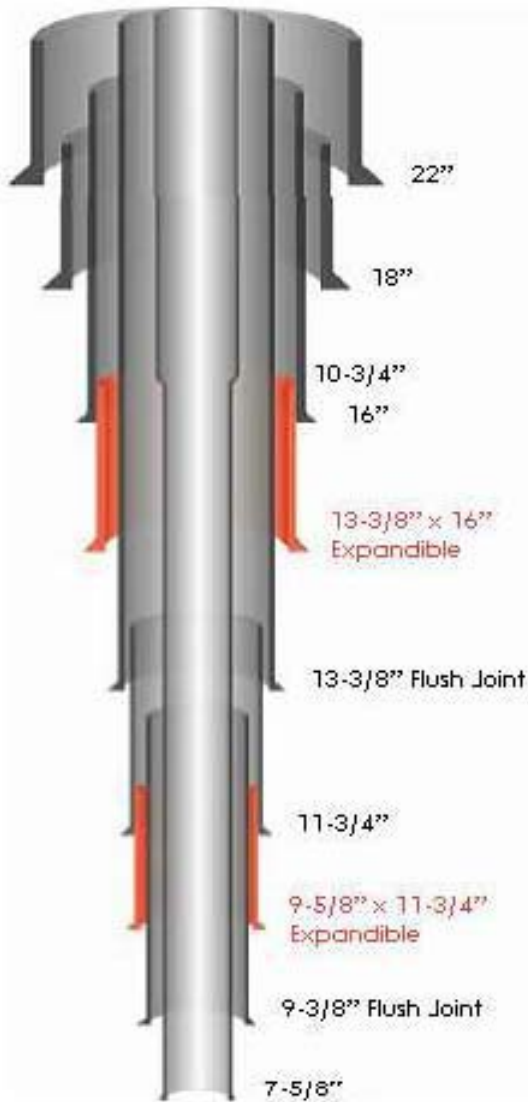


Figura 5.4 Pozo más profundo con sistemas expansibles

5.4. Atravesar formaciones agotadas para alcanzar nuevos horizontes

Las camisas expandibles sólidas para agujero descubierto pueden económicamente hacer más profundo el pozo y permitir que nuevos yacimientos sean explotados, como se describe en la Figura 5.5.

Sin expandibles, este objetivo podría requerir regresar al agujero y salir de una TR 9 5/8" existente, perforar una sección larga para la formación agotada, cementar TR 7" ó 7 5/8" a través de la zona agotada, y alcanzar profundidad total del pozo con TR 5 1/2".

Con expandibles, el pozo puede ser desviado fuera de la TR 7 5/8" mucho más profundo en el pozo, lo que facilita la perforación de una sección corta a través de la zona agotada. Una camisa 6 x 7 5/8" se puede cementar a través de la zona agotada, permitiéndole al pozo ser terminado a través de una sarta de 5 1/2".

Un operador en el Mar de Arabia utilizó sistemas expandibles en operaciones de desvío y evitó re perforar. Utilizando infraestructura existente (~50 años) para alcanzar una zona más baja permitiendo al operador maximizar sus ganancias de inversión. Los sistemas de expansión se corren a través de una zona problemática de lutitas reduciendo el tiempo no productivo y maximizando el contacto sin comprometer el tamaño del agujero.

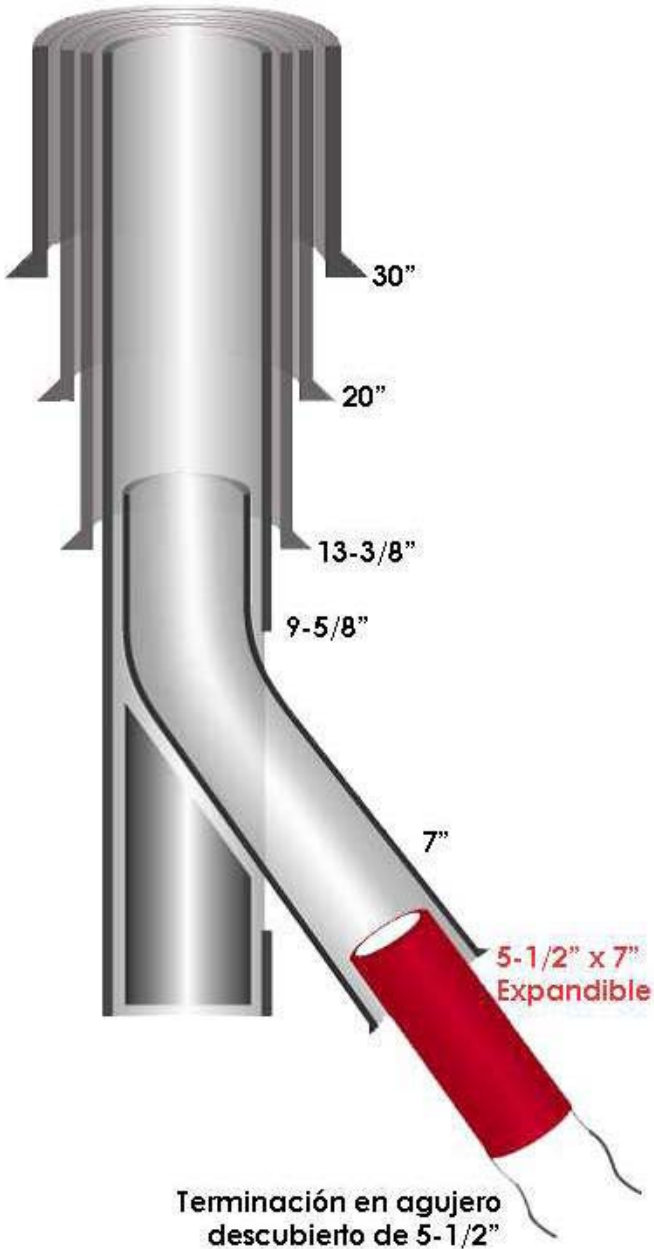


Figura 5.5 Desvío de pozo utilizando tubería expandible

5.5. Obtener el máximo valor de los sistemas expandibles

La implementación estratégica conduce a un incremento dramático en eficiencia y valor, es la clave para obtener el máximo valor de la aplicación de tecnología expandible. Desarrollo de campos que incorporan expandibles dentro del diseño de pozo han visto un ahorro sustancial.

Los costos se ven dramáticamente afectados por:

- Reducción en la infraestructura de perforación y la arquitectura del pozo mientras se mantiene el tamaño de la terminación
- Ampliación del diámetro interno incrementando así la viabilidad de los activos.
- Utilización de pozos existentes para alcanzar yacimientos nuevos o abandonados.

5.5.1. Reducir costos en el desarrollo de campos

La tecnología sólida expandible cuando se planea dentro del programa del desarrollo del campo puede impactar dramáticamente los costos por:

- Aumentar el desplazamiento de pozos de largo alcance por reducción de factores de fricción agregando columnas de tubería de revestimiento.

- Reducir el número de pozos requerido en un campo por tener pozos de desplazamiento más largo utilizando perforación de largo alcance.
- Reducir la infraestructura de perforación y la arquitectura del pozo mientras se mantiene el tamaño de la terminación
- Permitir el uso de pozos viejos para desviar hacia yacimientos nuevos o abandonados manteniendo el tamaño del agujero.

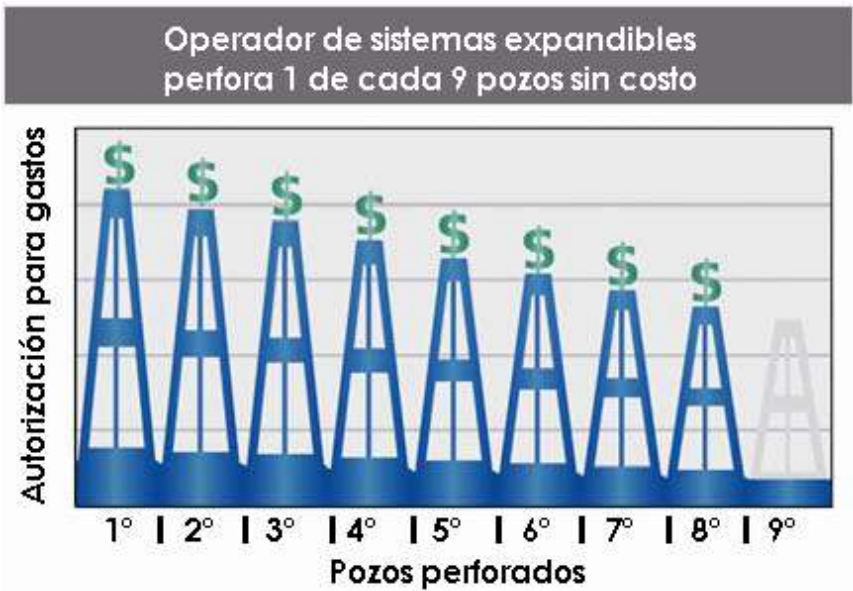


Figura 5.6 Uno de cada nueve pozos no tiene costo

5.5.2. Como funciona

En desarrollos nuevos, una camisa expandible se corre en la sección intermedia del pozo para minimizar la pérdida del tamaño del agujero al mismo tiempo que permite un gran paso para la

siguiente sección del agujero. Esto permite reducir tamaños de agujero en las secciones superiores del pozo, manteniendo la terminación planeada.

En desarrollos con infraestructura existente, el uso de expandibles permite alcanzar reservas nuevas o abandonadas con tamaños máximos de terminación. El sistema expandible puede ser utilizado para acceder a zonas por debajo de la profundidad total original o en operaciones de desvío para acceder a objetivos más remotos.

5.5.3. Resultados probados

Se han realizado ahorros de más de 40 millones de dólares por adelgazar el pozo para reducir en general la autorización para gastos. Un operador en Texas corrió un sistema expandible de 6" x 7-5/8" justo por encima de la profundidad total y reduciendo todas las secciones del agujero por encima de ese intervalo permitiendo perforar agujeros más pequeños y correr columnas de tubería de revestimiento más pequeñas. El sistema expandible también proporciona suficiente diámetro interno para correr la camisa de producción planeada a la profundidad total y terminar el pozo con la terminación planeada originalmente. Esto ahorra medio millón de dólares por pozo o cerca del 11% del costo total del pozo. Un operador mayor utiliza un programa similar, por consiguiente, ahorra más de un millón de dólares por pozo y si a la fecha a terminado más de 45 pozos, el ahorro es significativo.

5.6. Instalaciones en México

Pozo: Anoma 1

Fecha: 13 de agosto de 2005

Región: Norte

Camisa en agujero descubierto con 450 m de 7-5/8" x 9-5/8" de 3,675m a 3,245 m llegando el tapón de desplazamiento extemporáneo, se sobre desplazó el cemento (desconectándose de la junta de seguridad) expandió sin problemas y recemento la zapata.

Pozo: Caxui 1

Fecha: 3 de septiembre de 2005

Región: Norte

Camisa en agujero descubierto con 849 m de 7-5/8" x 9-5/8" de 4,555 a 3,715 m, operación normal.

Pozo: Cantarell 62

Fecha: 14 de agosto de 2005

Región: Marina

Camisa en agujero entubado se aisló 25 m de intervalo disparado con 69 m de tubería expandible 5-1/2" x 7" normal, posterior se detectó anómala inferior por lo que se tuvo que meter TR parásito.

Pozo: Cantarell 2H

Fecha: 13 de noviembre de 2005

Región: Marina

Camisa en agujero entubado se aisló 50 m de intervalo disparado de 2,550 a 2,600 m con 80 m de tubería expandible 6" x 7-5/8" normal probándose hermeticidad con mil psi.

Pozo: Cantarell 489

Fecha: 19 de noviembre de 2005

Región: Marina

Camisa en agujero entubado se aisló anomalía puntual a 2,975 m con 88.62 m de tubería expandible 4-1/8" x 5-1/2" normal, posterior a su instalación se redujo la pérdida total a parcial, localizándose.

Pozo: Cantarell 49

Fecha: noviembre de 2004

Región: Marina

FlexCad en operación normal para aislar los intervalos 2,410-2,435 m y 2,435-2,450 m para posteriormente dispar el intervalo 2,705-2,735 m.

Para el año 2006 cerca de 500 instalaciones se hicieron a través de las distintas regiones que componen el territorio mexicano, la Figura 5.7 muestra el porcentaje de éxito de los trabajos realizados.

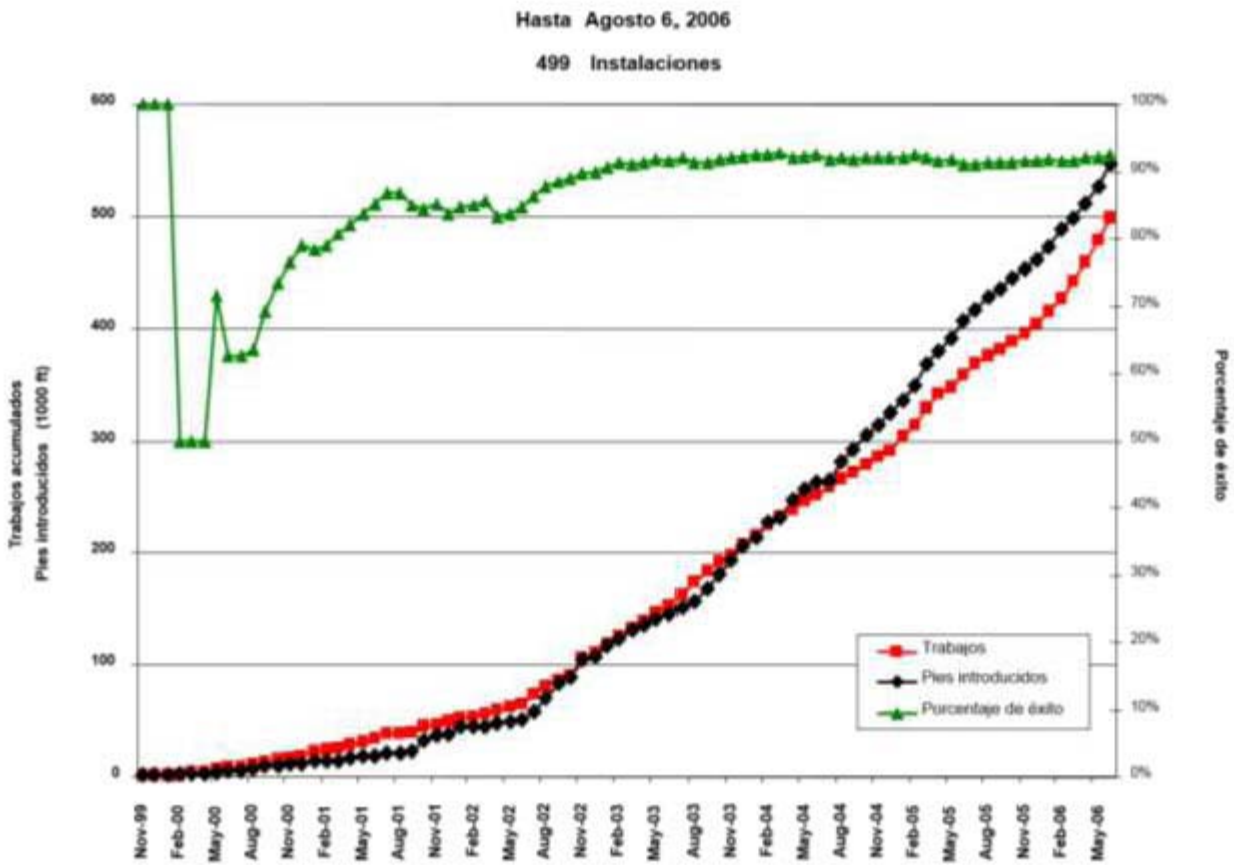


Figura 5.7 Trabajos realizados en México 2006

Conclusiones

La tecnología expandible nace de la necesidad en los pozos de gas y aceite costa afuera. Pero la innovación tecnológica nunca permanece quieta. Ahora los operadores están encontrando muchos beneficios cuando aplican tecnología sólida expandible dentro de sus programas de perforación costa afuera y costa adentro, que en conjunto igualan costos reducidos. Estos beneficios incluyen:

- Perfiles de pozo más delgados que incrementen la velocidad de penetración y permitan el uso de equipos más pequeños y con menos consumibles.

- Mitigar el riesgo de alcanzar la profundidad total proporcionando opciones adicionales en la columna de tubería de revestimiento.
- Eliminar el tiempo no productivo y reducir la curva Días-Profundidad.
- Acelerar la producción ayudando a aportar reservas en línea más rápido

Pre planificar sistemas expandibles dentro del diseño del pozo ha ofrecido a los operadores una oportunidad que ayuda a garantizar el alcance de la profundidad total en tiempo y dentro del presupuesto.

Ventajas de la tecnología sólida expandible

Combatir condiciones problemáticas suele generar costos adicionales en el tiempo de equipo necesarios para combatir los problemas (TNP), en lugar del tiempo de equipo gastado en la perforación. Las pérdidas de lodo y tratamientos químicos resultan en costos elevados en consumibles. Otro gasto imprevisto surge de los servicios especializados y los alquileres que se requieran. Mitigar problemas de perforación con la instalación de una camisa de contingencia en el momento apropiado o, en circunstancias catastróficas, por desviación, suelen tener un impacto aún mayor en la línea inferior. Además de aquellos gastos implicados, resulta un número de compromisos consecuentes, tales como:

- Tiempo y costo para invocar la contingencia

- Tamaño de terminación eventual en yacimiento
- Tamaño de la tubería de producción
- Tasas de producción
- Funcionalidad del ciclo de vida del pozo/terminación

Utilizar tecnología expandible como contingencia puede eliminar los compromisos normalmente asociados con contingencias convencionales. Un expandible se puede correr para mitigar problemas de perforación sin tener que reducir el tamaño del resto de la terminación. El tiempo y costo de invocar la contingencia seguirá siendo un problema; pero, si el proyecto contempla la perforación de varios pozos, y los problemas de perforación se encuentran en una base irregular, el costo de un sistema expandible puede extenderse sobre varios pozos.

Utilizar tecnología expandible en lugar de tubería de revestimiento intermedia y camisas puede eliminar la necesidad de tubería de revestimiento más grande en la superficie. Tubería expandible, particularmente extensiones de camisa de un solo diámetro, proveen la opción de empezar con una tubería de revestimiento más pequeña en la superficie, lo cual resulta en lo siguiente:

- Costo total de tubería de revestimiento cuando se corren expandibles, en conjunto con las tuberías de revestimiento más pequeñas
- Cabezales y preventores más pequeños

- Menos tiempo total del equipo al perforar agujeros más pequeños
- Menor costo en lodo, cemento, y eliminación de recortes
- Menor costo de equipo al utilizar un equipo más pequeño

El alto nivel de remesas para camisas expandibles en agujero descubierto incluye:

- Proporcionar una contingencia costo-efectiva para mitigar compromisos en pozos funcionales y productivos
- Proporcionar la posibilidad para múltiples contingencias
- Proporcionar una opción robusta en el diseño de tuberías de revestimiento para permitir verdaderos diseños de pozos estrechos.

Limitaciones del sistema expandible sólido

Si esta tecnología asegura todo lo que hace, la pregunta obvia es porque no se utiliza en más pozos. La respuesta sigue siendo compleja, pero abarca una cantidad de variables y actitudes, siendo las menos limitaciones metalúrgicas. Las compañías de exploración y producción tienen recursos limitados en cuanto a los presupuestos de investigación y desarrollo, y no están dispuestas a poner en riesgo proyectos de alto perfil en lo que algunos siguen considerando como una tecnología radical. El alto costo de fracasar en algunas ocasiones no vale la pena correr el riesgo cuando los proyectos son impulsados por mando. Como

cualquier industria, una tecnología revolucionaria requiere un cambio de paradigma en la forma de pensar y largas convenciones. Las grandes compañías de servicios que se especializan en desarrollar nuevos productos y procesos, a veces carecen de incentivos cuando la industria es lenta para cambiar. Pequeños innovadores, quienes han demostrado ser los más ambiciosos y ágiles, carecen de recursos y tienen un acceso limitado a los mercados.

Al igual que con esta tecnología, una combinación de recursos de compañías grandes y el esfuerzo individual produjeron el primer producto comercial sólido expandible. Los productos sólidos expandibles fueron ampliamente introducidos a la industria petrolera en 1998, y desde entonces los usuarios finales han pasado de usarlos como una "solución" de emergencia a planificarlos en los proyectos de perforación como contingencias y como parte del diseño de la base del pozo.

Referencias

- Cruz, E., Baker, R., York, P., & Ring, L. (2007). Mitigating Sub-Salt Rubble Zones Using High Collapse, Cost Effective Solid Expandable Monobore Systems. *Offshore Technology Conference, OTC-19008-PP*. Houston, Texas. Recuperado el 30 de Abril de 2007
- Dupal, K., Naquin, C., Daigle, C., Cook, L., & York, P. (2000). Well Design with Expandable Tubulars Reduces Costs and Increases Success in Deepwater Applications. *Deep Offshore Technology*.
- ENVENTURE. (s.f.). Obtenido de <http://www.enventuregt.com/>
- Filipov, A., Mack, R., Cook, L., York, P., Ring, L., & McCoy, T. (1999). Expandable Tubular Solutions. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 56500*. Houston, Texas. Recuperado el 3-6 de Octubre de 1999

- Haut, R., & Sharif, Q. (1999). Meeting Economic Challenges of Deepwater Drilling With Expandable-Tubular Technology. *Deep Offshore Technology Conference*.
- Lohoefer, C., Mathis, B., Brisco, D., Waddel, K., Ring, L., & York, P. (2000). Expandable Liner Hanger Provides Cost-Effective Alternative Solution. *IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 59151*. Nueva Orleans, Louisiana. Recuperado el 23-25 de Febrero de 2000
- Mack, R. D., Filippov, A., Kendziora, L., & Ring, L. (2000). NACE Standard. *IN-SITU EXPANSION OF CASING AND TUBING - Effect on Mechanical Properties and Resistance to Sulfide Stress Cracking, 00164*.
- Mack, R. D., McCoy, T., & Ring, L. (Julio de 1999). How In Situ Expansion Affects Casing and Tubing Properties. *World Oil*, 69-71.
- Mason, D., Cales, G., Holland, M., & Jopling, J. (2005). Using an Engineering Analysis Process to Identify Pragmatic Applications for Solid Expandable Tubular Technology. *Offshore Technology Conference, OTC 17438*. Houston, Texas. Recuperado el 2-5 de Mayo de 2005
- Schmidt, V., Dodson, J., & Dodson, T. (1 de Enero de 2004). Gulf of Mexico 'Trouble Time' Creates Major Drilling Expenses. *Offshore*, 64(1).
- Stewart, R. B., Marketz, F., Lohbeck, W., Fischer, F., Daves, W., Rammerstorfer, F., & Böhm, H. (1999). Expandable Wellbore Tubulars. *SPE Technical Symposium held, SPE 60766*. Dhahran, Arabia Saudita.
- York, P., Sutherland, M., Stephenson, D., & Ring, L. (2008). Solid Expandable Monobore Openhole Liner Extends 13-5/8 in Casing Shoe without Hole Size Reduction. *Offshore Technology Conference, OTC 19656-PP*. Houston, Texas. Recuperado el 5-8 de Mayo de 2008