

Colapso de tuberías, aspecto a considerar en la Ingeniería de Diseño de Pozos

Heberto Ramos Rodríguez¹ y David M. Hernández Morales²

1. *Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa – Macuspana, km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México. E-mail: hrr_betoramos@yahoo.com*
2. *TenarisTamsa. Carretera México – Veracruz, km 433.7, Vía Xalapa, C.P. 91697, Veracruz, Veracruz, México. E-mail: dhernandezm@tamsa.com.mx*

RESUMEN

Cuando se diseñan las tuberías de revestimiento en pozos petroleros, uno de los aspectos que se consideran es el fenómeno del colapso de la tubería, que se presentan con variaciones de tensión, compresión y presiones internas y externas, que ocurren durante las operaciones de perforación y reparación de pozos. Los valores nominales de colapso para diferentes tipos de tuberías de acero utilizadas en las operaciones mencionadas están definidas en las normas emitidas por el American Petroleum Institute (API) relacionadas al tema, adicionalmente se han complementado algunas expresiones útiles para el cálculo de la presión de colapso en tuberías para diferentes rangos de elasticidad de los aceros, en las zonas elástica, de transición, plástica y de colapso. Los colapsos en tuberías suelen ser problemas serios que pueden derivar en la pérdida del pozo. Su estudio y caracterización como fenómeno mecánico ha sido de gran interés para la industria petrolera, sin embargo, hasta hace poco se han podido identificar los factores causales más significativos, lo que ha permitido definir medidas preventivas. De acuerdo con la naturaleza mecánica del fenómeno del colapso de tubería, en este artículo se presentan los conceptos generales más aceptados y se discuten los factores causales más atribuibles a su ocurrencia, se describen las pruebas de laboratorio efectuadas para conocer con mayor precisión las condiciones en que se producen los colapsos y se recomiendan algunas medidas preventivas que deben considerarse para el diseño de las tuberías de revestimiento.

Palabras clave: Perforación, tuberías de revestimiento, presiones anormales, colapso de tuberías.

ABSTRACT

When designing the lining pipes in oil wells, one of the aspects considered is the phenomenon of pipe collapse, which can occur with variations in tension, compression and internal and external pressures that occur during drilling and repair operations of wells. The nominal values of collapse for different types of steel pipes used in the mentioned operations are defined in the standards issued by the American Petroleum Institute (API), additionally some expressions useful for the calculation of the collapse pressure in pipelines have been supplemented different ranges of elasticity of the steels, in the elastic, transition, plastic and collapse zones. Collapses in pipes are usually serious problems that can lead to the loss of the well. Its study and characterization as a mechanical phenomenon has been of great interest to the oil industry, however, until recently the most significant causal factors have been identified, which has made it possible to define preventive measures. According to the mechanical nature of the phenomenon of pipe collapse, this article presents the most accepted general concepts and discusses the causal factors most attributable to their occurrence, describes the laboratory tests carried out to know more precisely the conditions in that collapses occur and some preventive measures are recommended that should be considered for the design of the casing pipes.

Keywords: Drilling, casing pipes, abnormal pressures, pipe collapse.

RESUMO

Ao projetar os tubos de revestimento em poços de petró-

leo, um dos aspectos considerados é o fenômeno do colapso da tubulação, que pode ocorrer com variações na tensão, compressão e pressões internas e externas que ocorrem durante as operações de perfuração e reparo de poços. Os valores nominais de colapso para os diferentes tipos de tubos de aço utilizados nas operações mencionadas são definidos nas normas emitidas pelo American Petroleum Institute (API), adicionalmente algumas expressões úteis para o cálculo da pressão de colapso em oleodutos foram complementadas. diferentes faixas de elasticidade dos aços, nas zonas elástica, de transição, plástica e de colapso. Colapsos em tubulações geralmente são problemas sérios que podem levar à perda do poço. Seu estudo e caracterização como fenômeno mecânico tem sido de grande interesse para a indústria do petróleo, entretanto, até recentemente, os fatores causais mais significativos foram identificados, o que possibilitou a definição de medidas preventivas. De acordo com a natureza mecânica do fenômeno do colapso da tubulação, este artigo apresenta os conceitos gerais mais aceitos e discute os fatores causais mais atribuíveis à sua ocorrência, descreve os testes de laboratório realizados para conhecer mais precisamente as condições de colapso e algumas medidas preventivas são recomendadas que devem ser consideradas para o projeto dos tubos de revestimento.

Palavras-chave: Perfuração, tubos de revestimento, pressões anormais, colapso da tubulação.

INTRODUCCIÓN

Los colapsos en tuberías de revestimiento y de producción suelen ser problemas serios que pueden derivar en la pérdida de un pozo petrolero, y a pesar del interés en su estudio y caracterización como fenómeno mecánico para la industria petrolera y de su relativa persistencia y significado económico, los colapsos continúan presentándose sin que se pongan en práctica las medidas preventivas más adecuadas para evitarlos, lo que ocasiona un incremento en costos de operación.

El interés por conocer las causas que originan el colapso en tuberías de revestimiento y de producción, se origina con la explotación petrolera comercial. Sin embargo, nunca como hoy se contó con tecnologías y sistemas de simulación que permitieran identificar los factores causales más atribuíbles a tal fenómeno, facilitando su estudio y el desarrollo de medidas preventivas que ahorran importantes recursos económicos a la industria al

prevenir la ocurrencia de accidentes mecánicos o problemas operativos de índole similar, que pueden llevar a la pérdida de un pozo.

Existen múltiples incidentes operativos que involucran el colapso en tuberías de revestimiento y de producción, tanto en pozos terrestres como en pozos costafuera. A partir de esas experiencias y el estudio de la literatura que existe al respecto, se dio a la tarea de caracterizar con mayor precisión la naturaleza mecánica de los colapsos, los factores causales más atribuíbles a su ocurrencia, la simulación de las condiciones físicas que los generan, y el desarrollo de medidas preventivas tanto para el diseño de las tuberías de revestimiento (en especial las de explotación) y los aparejos de producción, incluyendo las operaciones relacionadas con la terminación de pozos y la inducción de éstos a producción.

MATERIALES Y MÉTODOS

Conceptos generales

El colapso es el efecto físico de aplastamiento de un tubo, causado por la aplicación de fuerzas externas que actúan sobre ese elemento tubular.

El colapso de tuberías es un fenómeno complejo al que contribuyen un gran número de factores y parámetros, de tal manera que es necesario apoyarse en uno de los principios de la teoría clásica de la elasticidad para determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

Si se considera un sistema de sección transversal, con una presión externa (P_e) y una presión interna (P_i) y se define la solución para cualquier radio (r), entre el radio interior (r_i) y radio exterior (r_o), se tiene:

Esfuerzo radial al radio r .

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 1

Esfuerzo tangencial al radio r .

$$\sigma_r = \frac{P_i r_i (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 2

Donde:

σ_r = Esfuerzo radial al radio r

σ_t = Esfuerzo tangencial al radio r

P_i = Presión en la pared interior

P_e = Presión en la pared exterior

r = Radio medio

r_i = Radio interior

r_o = Radio exterior

Para ambas condiciones de colapso y presión interna, el esfuerzo será máximo en la dirección tangencial. Si se asume que la tubería está sujeta solamente a una presión externa (P_e), entonces $r = r_i$, y considerando que el espesor t es igual a $r_o - r_i$, el diámetro exterior de la tubería D es igual a $2r_o$, y la presión de colapso P_c es igual a P_e , se obtiene la expresión general para el cálculo de la presión de colapso:

$$P_c = 2\sigma_t \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

Ecuación 3

Tipos de Colapso

La norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, hace mención de cuatro expresiones para calcular el colapso de acuerdo al tipo de falla: elástico, transición entre elástico a plástico, plástico y colapso de cedencia. Las expresiones permiten predecir estáticamente el mínimo colapso aceptable y no representan un valor promedio de colapso.

Colapso Elástico

La fórmula de la mínima presión de colapso elástico se obtiene a partir de la teoría elástica desarrollada por W.O. Clinedinst, en su artículo «A Rational Expression for the Critical Collapsing Pressure of pipe Under External Pressure», presentado en la reunión anual del API en Chicago, en 1939. (Ecuación 4)

$$P_c = \frac{2E}{1-\nu^2} \left(\frac{1}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \right)$$

Ecuación 4

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

E = Módulo de Young para el acero (PSI).

ν = Relación de Poisson (adimensional).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

Para obtener una expresión de mayor utilidad práctica, se utilizan valores convencionales de módulo de Young $E = 30 \times 10^6$ PSI y de relación de Poisson $\nu = 0.3$. Adicionalmente, el American Petroleum Institute (API) recomienda el uso de un factor de ajuste que es igual al 71.25 % del valor teórico de la presión de colapso que se obtiene de la ecuación 4, por lo que:

$$P_c = \frac{(46.978) \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2}$$

Ecuación 5

En la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, se presentan varias tablas, una para cada tipo de colapso, con las relaciones D/t (Diámetro Externo contra Espesor), para diferentes tipos de acero y para un esfuerzo axial aplicado de cero.

Colapso de Transición

Cuando la tubería está expuesta a una presión externa intermedia entre el colapso elástico y el plástico, ocurre el fenómeno que se conoce como colapso transicional o de transición, y está definido por la expresión:

$$P_c = \sigma_y \left(\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right)$$

Ecuación 6

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (PSI).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

F y G = Coeficientes empíricos, dados por las expresiones adimensionales que se muestran junto con las expresiones para los coeficientes A , B y C en el apartado de Colapso Plástico.

Colapso Plástico

La mínima presión de colapso en rango plástico se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_c = \sigma_y \left(\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right) - C$$

Ecuación 7

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (PSI).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

A , B , C = Coeficientes empíricos, dados por las siguientes expresiones (adimensionales).

$$A = 2.8762 + \sigma_y(0.10679)^{-5} + \sigma_y^2 (0.21301)^{-10} - \sigma_y^3(0.53132)^{-16}$$

$$B = 0.026233 + \sigma_y(0.50609)^{-6}$$

$$C = -465.93 + \sigma_y(0.03086) - \sigma_y^2 (0.10483)^{-7} + \sigma_y^3(0.36989)^{-13}$$

$$(46.95)^6 \left(\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right)^3$$

$$F = \frac{(46.95)^6 \left(\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right)^3}{\sigma_y \left(\frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} - \left(\frac{B}{A}\right) \right) \left(1 - \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right)^2}$$

$$G = \frac{FB}{A}$$

Colapso de Cedencia

El colapso de cedencia no es un colapso verdadero, pero se compara con una presión externa que genera un mínimo esfuerzo de cedencia sobre el interior de la pared del tubo. El colapso de cedencia se define por la expresión:

$$P_c = 2\sigma_y \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

Ecuación 8

Donde:

P_c = Presión de colapso (PSI).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (PSI).

t = Espesor de la pared del tubo (pulgadas).

D = Diámetro exterior del cuerpo del tubo (pulgadas).

FACTORES CAUSALES

Calidad de las Tuberías

Los estudios realizados para determinar la calidad de las tuberías consisten en efectuar pruebas de laboratorio a

muestras de tuberías colapsadas que se han recuperado de los pozos petroleros. Las pruebas a las que se someten son las siguientes:

Análisis Químico

En términos generales, los materiales sujetos a pruebas cumplen con las normas API y propietarias, por lo que las fallas inherentes a la calidad de los productos tubulares no han contribuido sistemáticamente a los colapsos presentados. Por medio de un espectrómetro se determinan los elementos químicos que constituyen la muestra, lo que define con una gran exactitud el grado del acero. La composición del acero establece ciertas propiedades mecánicas que determinarán el uso que se haga de la tubería en cuestión.

Propiedades Mecánicas

A las muestras que se obtienen de tubulares colapsados se les evalúan las propiedades mecánicas siguientes: fluencia, resistencia, dureza, prueba Charpy, las cuales se efectuarán en condiciones de temperatura variables. Los resultados del análisis de propiedades mecánicas se ubican dentro de los rangos señalados por las normas API y propietarias, por lo que no se atribuirán fallas en las propiedades mecánicas como factores causales de colapso. El diseño y fabricación de productos tubulares para alto colapso, involucran un conjunto de cuidados más rigurosos en algunas etapas del proceso, tales como: rangos más estrechos en los límites de control de fabricación, parámetros adicionales a controlar, pruebas adicionales a las aplicadas tradicionalmente, y mayor frecuencia de inspección a lo largo del proceso. Los criterios más importantes que se consideran en la evaluación de propiedades mecánicas de los tubulares son: el aspecto geométrico y las dimensiones.

Aspecto geométrico

Tuberías con relaciones D/t mayores a 13, corresponden a tubulares con espesores de pared delgados y tendrán altas ovalidades, que bien pudiera favorecer el colapso. El espesor de la pared es el factor de mayor influencia en la resistencia al colapso, dada su relación directa con la resistencia mecánica del tubo, por lo que la tubería especial para alto colapso se lamina con un espesor medio que varía entre el nominal y máximo, siendo el valor máximo el espesor de la tubería que permite la maquinaria utilizada para fabricarlo.

Ovalidad y redondez

La diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo, medido alrededor de una misma sección transversal, expresada en porcentaje con respecto al diámetro medio, se denomina ovalidad (valor relativo). A la diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo (valor absoluto), se denomina redondez.

Entre mayor sea la diferencia entre espesor máximo y mínimo, habrá mayor probabilidad de colapso en esa sección de la tubería, probabilidad que es función de la forma de la sección transversal. Ovalidad no significa una forma oval de la sección transversal, sino la irregularidad del diámetro en esa sección. Entre más redonda sea una sección transversal, la distribución de los esfuerzos aplicados desde el exterior será más uniforme (efecto de arco), y por lo tanto habrá un mejor equilibrio que permita una mayor resistencia mecánica de la tubería. La tubería especial para alto colapso, se lamina con la mínima ovalidad posible, realizando una medición continua del diámetro exterior por sección y longitudinal, así como de la redondez (máximos y mínimos). Para esto último se utiliza un medidor de distancia que utiliza emisiones de rayos Laser.

Análisis Metalográfico

Las muestras del tubular colapsado se pulen hasta adquirir la apariencia de espejo, para ser visualizadas en un microscopio de alta resolución (500 veces), a través del cual se observan la martensita revenida, en cuya configuración se observa el adecuado tratamiento de temple y revenido. Como se mencionó en los casos anteriores, no se han reportado deficiencias en la martensita revenida que se asocian al colapso de tuberías de producción o de revestimiento.

Desgaste de la Tubería de Revestimiento

El desgaste de la tubería de revestimiento está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes, incluyendo el desgaste producido por la fricción con las herramientas utilizadas para la obtención de registros de pozo. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada a la duración de la operación al contacto junta-TR. Se esperan desgaste severos cuando la sección a perforar es muy larga, cuando hay altas severidades (desviaciones extremas del pozo), cuando se realizan trabajos por pegadura (operaciones del área de perforación que consisten en aplicar tensión y torsión a la tubería para despegarla de la formación).

La reducción del espesor de la pared por los trabajos mencionados resultan en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo. El desgaste severo de la tubería de revestimiento ha causado pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdida de pozos.

Una experiencia de campo en el pozo A del sureste de México, permitió evaluar el desgaste que su-

fren la tubería de revestimiento al paso de las herramientas y la rotación de las mismas. El desgaste se presentó en la cabeza del pozo, debido a que el mástil se encontraba desnivelado, aunado a la falta del protector de los cabezales, lo que provocó un desgaste severo del primer tramo de tubería de revestimiento de 9 5/8" (**Figura 1**).

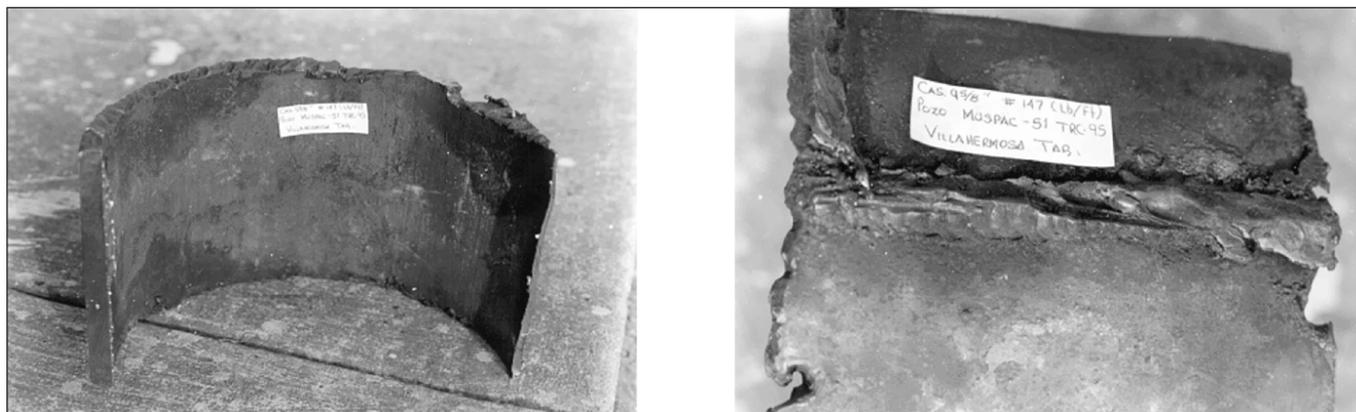


Figura 1. Tubería de revestimiento de 9 5/8" de diámetro con un severo desgaste.

Después de haber cementado la tubería de revestimiento de 9 5/8", se utilizó una barrena de 8 1/2" de diámetro para continuar la perforación de la siguiente etapa de 1 000 a 2 624 m, realizando nueve viajes largos, dos cortos y 180 horas de rotación. Durante las pruebas de hermeticidad en las conexiones superficiales, se observó un abatimiento de presión, debido a que se encontró una fisura en el tubo que se encontraba soldado al cabezal. Posteriormente, fue necesario levantar el conjunto de preventores y realizar operaciones de corte y soldadura al cabezal. La sección del tubo presentó un desgaste en el espesor del cuerpo del tubo de 0.472" (espesor nominal) hasta 0.088" en la sección que apuntaba hacia el muelle del equipo. Este desgaste disminuyó considerablemente las propiedades mecánicas y metalúrgicas del tubo.

Depresionamiento Instantáneo

Este fenómeno se presenta cuando, en las operaciones de terminación se mantiene el espacio anular lleno de un fluido empacante y por el interior de la tubería el manejo de un gas a presión, tal como el nitrógeno. Al realizarse la inducción del pozo, esta combinación de factores se vuelve crítico cuando no se manifiestan hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería en su interior completamente vacía y sometida a una máxima carga por el exterior. Esta situación se conjuga con el manejo de presiones

súbitas en superficie (depresionamientos instantáneos), que generan los denominados «golpes de ariete», incrementando la fuerza y por ende la presión sobre la tubería de producción, hasta el punto de ocasionar su colapso.

En otra experiencia de campo en el pozo B del sureste de México, se colapsó el primer tramo del aparejo de producción de 3 1/2", armado con tubería grado TRC-95. El empacador del aparejo de producción se encontraba a la profundidad de 5 582 m, con una columna de agua que representaba una presión de 8 000 PSI. Luego, este pozo fue inducido con nitrógeno en el intervalo previamente disparado (5 935 - 5 915 m) (**Figuras 2, 3 y 4**).



Figura 2. Tubería de 7" de diámetro, colapsada



Figura 3, Tubería de 7" de diámetro fabricada con acero P-110, 26 Lb/pie, colapsada.



Figura 4, Tubería de 7" de diámetro, fabricada con acero tipo P-110, 26 Lb/pie, colapsada

Cargas Geostáticas por Flujo de Formaciones Plásticas

Durante la perforación, se atraviesan formaciones tales como la lutitas, domos arcillosos y salinos, etc., cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos, y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual podría propiciar el colapso de la tubería de revestimiento. Este comportamiento es común en pozos, en zonas lutíticas del terciario, donde la lutita se extruye y fluye hacia el pozo, transmitiendo la

carga geostática en forma radial, causando colapsos en las tuberías de revestimiento y de producción.

A manera de ejemplo de este caso, se cuenta lo ocurrido en el pozo C del sureste de México. Durante la última etapa de perforación con barrena de 5 7/8" en la formación Jurásico Superior Kimerigdiano, con fluido de perforación de 1.75 gr/cc, se presentó la influencia de una carga geostática de sal en el intervalo de 5 301 - 5 419 m. Este intervalo había sido cubierto con una tubería de re-

vestimiento de 7". Sin embargo, la sal generaba una deformación en esta tubería (TAC-140 de 35 lb/pie), adicional a la presión hidrostática del fluido de 1.75 gr/cm³. Esto impedía el paso de la barrena de 5 7/8" para continuar la perforación. El efecto máximo fue cuantificado en cerca de 30 000 PSI al colapso. Para evitar esta deformación fue necesario incrementar la densidad del fluido hasta 2.03 gr/cm³ e introducir una tubería de revestimiento de 5" 18 lb/pie; TAC-140, quedando cubierta la zona de influencia de la sal por dos tuberías de revestimiento resistentes al alto colapso. Esto permitió alcanzar el objetivo del pozo con una barrena de 4 1/8" de diámetro. Si esto no se hubiera realizado es posible que el colapso de la tubería de revestimiento de 7" se presentara y hubiera propiciado la pérdida del pozo (Figura 5).

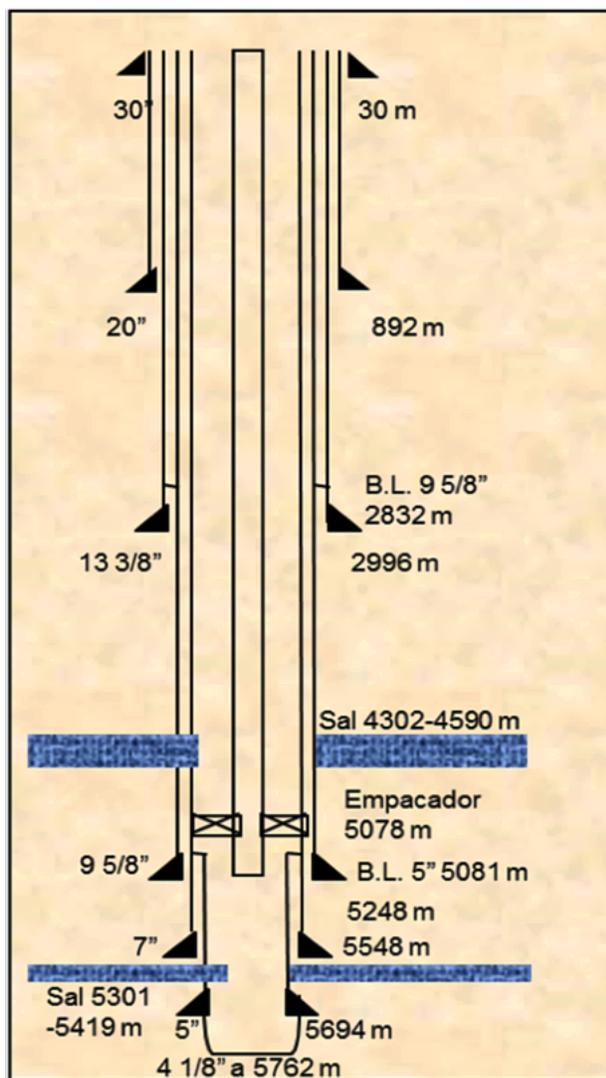


Figura 5. Estado Mecánico del pozo C, en el que se observa una tubería de revestimiento de 5" para evitar el colapso generado por la presión que ejerce la formación plástica (sal).

Han ocurrido muchos otros casos en los que las formaciones lutíticas presentan cargas geostáticas en forma radial en las zonas de presiones anormales.

Pruebas de Laboratorio

Descripción del Equipo

Los laboratorios de la Compañía Tubos de Acero de México, ubicados en el puerto de Veracruz, cuentan con dos máquinas de pruebas de colapso tipo horizontal computarizadas. La primera denominada «Vessel grande» permite realizar pruebas de colapso a tuberías que se ubican en un rango que va desde 9 5/8" hasta 13 3/8", con un valor máximo de presión de 20 000 PSI, y la segunda, denominada «Vessel chico», permite realizar pruebas de colapso a tuberías que se ubican en el rango que va desde 5" hasta 8 5/8" con un valor máximo de presión de hasta 30 000 PSI.

La longitud de la muestra (probeta) debe de ser de 8 veces el diámetro exterior del tubo, para evitar la influencia de los extremos (apoyos) y obtener valores representativos bajo un esfuerzo axial de cero.

Ya dentro de la cámara de alguna de las máquinas, a la muestra o probeta de la tubería se le coloca, en cada extremo de la misma, un cabezal que tiene un conjunto de sellos (elastómeros), de esta manera queda perfectamente aislado el exterior de la tubería. Posteriormente a través de una bomba de alta presión se inyecta agua (fluido incompresible) incrementando la presión exterior de la tubería hasta alcanzar el colapso. El manejo de presiones se controla y registra por medio de software, y se obtienen valores muy precisos de presiones de colapso y tiempo.

Preparativos del Material

- **Determinación del diámetro exterior real.** Se hicieron mediciones del diámetro mínimo, máximo y promedio de cada tramo a cada 120 °C, para obtener un total de 9 mediciones del diámetro exterior por cada tubo. También se calculó la ovalidad de la tubería para cada conjunto de datos.
- **Determinación del espesor de la pared.** Se realizaron ocho lecturas del espesor de la pared a cada 120 °C de la sección del tubo, obteniéndose 24 lecturas en total. También se obtuvieron los espesores mínimos, máximos y promedio, así como la excentricidad de la tubería.

RESULTADOS**Primera Prueba de Colapso**

La tubería de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y de 53.5

lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la siguiente tabla:

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	9.625	9.625	9.625
Mínimo	9.709	9.7	9.7
Máximo	9.724	9.724	9.72
Promedio	9.717	9.713	9.711
Ovalidad (%)	0.16	0.24	0.2
Espesor de la tubería (pg)			
Sección 1	Sección 2	Sección 3	
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.565	0.56	0.574
Máximo	0.592	0.585	0.599
Promedio	0.581	0.576	0.586
Excentricidad (%)	4.64	4.34	4.27
Presión de colapso (psi)			
API	Calculada	Obtenida	
7,950	10,520	11,779	

Tabla 1. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie

Segunda Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-140, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 2**.

Tercera Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 3**.

Cuarta Prueba de Colapso

La tubería de acero grado TAC-140, de 7" y 38 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se muestran en la **Tabla 4**.

Quinta Prueba de Colapso

El paquete de tuberías de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie cementada con una tu-

bería de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie, fue sometida a una rigurosa medición de sus dimensiones y propiedades mecánicas, obteniéndose los resultados que se observan en la **Tabla 5**.

DISCUSIÓN

La primera prueba de colapso se realizó a la tubería de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" de 53.5 lb/pie, sometiéndola a una presión externa hasta alcanzar su colapso con 11 779 PSI, en un tiempo de 116 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 10 520 PSI. La diferencia entre el valor calculado y el obtenido en la prueba representó un 12 % por arriba del valor de colapso teórico.

La segunda prueba de colapso realizada sobre la tubería de revestimiento de acero grado TAC-140, de 9 5/8" de 53.5 lb/pie, consistió en someterla a una presión externa, hasta alcanzar el colapso a 11 910 PSI en un tiempo de 164 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	9.625	9.625	9.625
Mínimo	9.693	9.693	9.7
Máximo	9.713	9.709	9.709
Promedio	9.703	9.7	9.704
Ovalidad (%)	0.2	0.16	0.08
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.542	0.542	0.54
Máximo	0.552	0.558	0.559
Promedio	0.547	0.546	0.548
Excentricidad (%)	1.83	2.93	3.47
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	8,440	11,700	11,910

Tabla 2. Datos obtenidos para la tubería TAC 140 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie.

Diámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	7	7	7
Mínimo	7.039	7.043	7.039
Máximo	7.055	7.063	7.059
Promedio	7.047	7.053	7.049
Ovalidad (%)	0.22	0.28	0.28
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.498	0.498	0.498
Mínimo	0.506	0.504	0.51
Máximo	0.55	0.54	0.542
Promedio	0.528	0.519	0.522
Excentricidad (%)	8.33	6.94	6.13
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	13,020	15,230	15,285

Tabla 3. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 7" y 35 lb/pie.

Díámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	7	7	7
Mínimo	7.039	7.035	7.039
Máximo	7.051	7.055	7.055
Promedio	7.045	7.045	7.047
Ovalidad (%)	0.17	0.28	0.22
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.54	0.54	0.54
Mínimo	0.55	0.553	0.562
Máximo	0.59	0.585	0.581
Promedio	0.567	0.568	0.568
Excentricidad (%)	7.06	5.63	3.35
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	16,750	19,640	21,997

Tabla 4. Datos obtenidos para la tubería TAC 140 de 7" y 38 lb/pie.

Díámetro de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	7	7	7
Mínimo	9.705	9.709	9.7
Máximo	9.724	9.716	9.716
Promedio	9.715	9.713	9.709
Ovalidad (%)	0.2	0.08	0.16
Espesor de la tubería (pg)	Sección 1	Sección 2	Sección 3
Nominal	0.545	0.545	0.545
Mínimo	0.567	0.563	0.556
Máximo	0.589	0.591	0.59
Promedio	0.578	0.583	0.573
Excentricidad (%)	3.81	4.8	5.93
Presión de colapso (psi)	API	Calculada	Obtenida
	7,950	10,520	18,604

Tabla 5. Datos obtenidos para la tubería TAC 110 de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, cementada con una tubería TAC 110 de 7" y 35 lb/pie.

variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 11 700 PSI. La diferencia representó un 2 % por arriba del valor de colapso calculado.

La tercera prueba de colapso se efectuó sobre la tubería de revestimiento de acero grado TAC-110 de 7" y 35 lb/pie, sometiéndola a una presión externa, hasta colapsar a 15 285 PSI en un tiempo de 52 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía de colapsar a 15 230 PSI. Se observa en este caso que la presión medida de colapso es inferior a la presión calculada en un 0.3 %.

La cuarta prueba de colapso se practicó a una tubería de revestimiento de acero grado TAC-140, de 7" y 38 lb/pie, sometiéndola a una presión externa, hasta alcanzar su colapso a 21 997 PSI en un tiempo de 87 segundos. De acuerdo con las ecuaciones y con base en sus variables de espesor de pared y de la relación diámetro-espesor, esta tubería debía colapsar a 19 640 PSI. La diferencia representó un 12 por ciento por arriba en el valor de colapso teórico de fórmula.

La quinta prueba de colapso se aplicó a un paquete cementado de tubería de revestimiento de acero grado TAC-110, de 9 5/8" y 53.5 lb/pie, con un tubular interno de acero grado TAC-110, de 7" y 35 lb/pie. Teóricamente, se consideraba que al llegar a la presión de 10 520 PSI (límite calculado de colapso) de la tubería de 9 5/8" se colapsaría, disipándose toda su energía y atrapando con su deformación a la tubería de 7". Sin embargo, durante la aplicación de la presión externa se observó que a los 400 segundos se alcanzaron 18 604 PSI y se estabilizó. La prueba se continuó hasta los 460 segundos sin que se presentara el colapso. Estos resultados determinaron que la prueba sobrepasó la presión de colapso (teórico) de la tubería de 9 5/8" en un 76 %, sin que llegara a presentarse dicho fenómeno. Es decir, el cemento formó un anillo excelente que funcionó como respaldo a esta tubería. Es importante comentar que la cementación del tramo se realizó correctamente, no se observó canalización y se utilizaron centradores durante dicha operación.

CONCLUSIONES

De las pruebas realizadas para determinar la presión de colapso en tuberías de revestimiento, las cuatro primeras se hicieron con tuberías de dos diferentes aceros de dos diámetros diferentes y la quinta prueba se llevó a cabo con

un paquete conformado por dos tubos de acero grado TAC-110 de diferentes diámetros, cementados concéntricamente. La comparación de los resultados obtenidos de las pruebas para la determinación de la presión de colapso con los datos proporcionados por la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, y con el cálculo de la presión de colapso utilizando las expresiones descritas al inicio de este artículo, muestra que hay una enorme coincidencia entre los valores de presión de colapso calculados y los obtenidos en laboratorio, sin embargo, cuando los resultados anteriores se comparan con los valores proporcionados por la norma API 5CT, «Specification for Casing and Tubing», 1999, hay una diferencia importante que va del 17 % al 48 %. Se observa también que los valores para la presión de colapso calculados y los encontrados en laboratorio, son superiores a los proporcionados en las normas mencionadas. En lo que respecta a la quinta prueba, que se lleva a cabo en condiciones competamente diferentes a las de las primeras cuatro, los resultados muestran que la cementación entre los tubos eleva prácticamente al doble la presión de colapso medida con respecto a la calculada. De lo anterior es importante, entonces, tomar en cuenta las siguientes medidas preventivas y operativas para el diseño y aplicación de tuberías en la perforación y explotación de hidrocarburos, que coadyuven a reducir los riesgos de la ocurrencia de un colapso de tubería.

Para la etapa de diseño:

- Es importante seleccionar la tubería de revestimiento y de producción mediante el análisis de cargas máximas y esfuerzos biaxiales y triaxiales, incluyendo los aceros de diferentes grados y la selección de conexiones de acuerdo con las características de la tubería y su aplicación.
- Es conveniente que el diseñador conozca los resultados de las pruebas destructivas que se realizan a las tuberías para alto colapso que se emplearán tanto en las zonas de presiones anormales (Cretácico y Jurásico) como en el intervalo de explotación.
- El diseñador debe tener en consideración el factor compensación para el desgaste en la tubería de revestimiento, especialmente cuando la sección a perforar es muy larga, cuando hay muchas horas de rotación y viajes, cuando los pozos son direccionales (en

especial los de tipo S) o cuando la perforación horizontal tiene altas severidades (desviaciones drásticas) que conlleva a tener alta probabilidad de pegaduras, y cuando se perfora en zonas depresionadas, donde la ausencia de fluido genera alta fricción, calentamiento, desgaste y alteración metalúrgica del acero, fenómenos que alteran sus propiedades mecánicas.

Para las operaciones en campo:

- Es recomendable la colocación del buje de desgaste en el cabezal del pozo, ya que ayuda a proteger las conexiones superficiales del pozo durante la introducción de las herramientas de perforación.
- Es importante que la apertura del espacio anular durante el manejo de presiones en superficie se realice de acuerdo con el procedimiento operativo establecido, y se evite el depresionamiento inadecuado que ocasiona incrementos súbitos de presión, que ponen en riesgo de colapso las tuberías.
- Considerar que en las operaciones de pesca, cuando se acciona el martillo para liberar la sarta, se produce un efecto de fricción en las partes alta y baja del pozo, debido a la tensión y compresión de la tubería, lo que produce desgaste sobre la tubería de revestimiento.
- Es muy importante que el recubrimiento (carburo de tungsteno) que se utiliza en tuberías de perforación de acero de grado E-75, que causa mucho daño a las tuberías de revestimiento, se sustituya por un recubrimiento a base de cromo, que es muy utilizado por compañías operadoras internacionales, o bien, que se utilicen protectores de tubería de reciente tecnología.
- Es recomendable monitorear, durante la vida productiva del pozo, la presión en el espacio anular, para evitar incrementos de presión por temperatura mediante su desfogue.
- Para un adecuado manejo de las cargas geostáticas causadas por formaciones plásticas y actividad tectónica, es de vital importancia considerar la información y las

experiencias de campos de correlación, a fin de determinar el flujo de formaciones lutíticas y salinas, las cuales, en determinadas condiciones de presión y temperatura, ocasionan deformaciones a la tubería de revestimiento, e incluso su colapso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Adams, Neal J.** 1985. «Drilling Engineering: a Complete Well Planning Approach», PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- API.** 1994. «Bulletin of Formulas and Calculation for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties», Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- API.** 1999. «Specification for Casing and Tubing (US Customary Units)», Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: April 15.
- API.** 2013. «Deepwater Well Design and Construction», Recommended Practice 96, First Edition, March.
- API.** 2013. «Specification for Line Pipe», Specification 5L, 45th Edition, december 2012, Effective Date July 1.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering», SPE.
- Gatlin Carl.** 1960. «Petroleum Engineering: Drilling and Well Completion», Texas University.
- Instituto Mexicano del Petróleo.** 1992. «Estudio del Comportamiento Mecánico de Materiales Utilizados en Tubería de Revestimiento ‘Casing’ con el Aumento de Temperatura».
- ITBJ.** 1977. «Engineering Essentials of Modern Drilling», Energy Publications Division.
- Mitchell Bill.** «Advanced Oil Well Drilling Engineering», 10th edition, PSF, July 1995.
- Prontuario de Tuberías, TENARIS-Tamsa,** 2013. marzo.
- Rabia Hussain,** 1987. «Fundamentals of Casing Design, Petroleum Engineering and Development Studies», Vol 1.

Manuscrito recibido: 01 de octubre de 2018

Manuscrito corregido: 16 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 20 de noviembre de 2018