



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

MIGUEL ÁNGEL PÉREZ CASTAÑEDA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. AGUSTIN VELAZCO ESQUIVEL

MÉXICO DF 2013

CONTENIDO

Resumen	2
Abstract	3
Introducción.....	4
Objetivo	6
Capitulo 1 Detección de geopresiones.....	7
Capitulo 2 Diseño de tuberías de revestimiento	34
Capitulo 3 Optimización de la perforación.....	57
Capitulo 4 Diseño de lechadas de cemento y operaciones de cementación de pozos	79
Capitulo 5 Control de brotes y seguridad en los trabajos de perforación	120
Capitulo 6 Elaboración de un programa de perforación enfocado a un caso real: Pozo Santana 670	139
Conclusiones.....	162
Lista de figuras.....	163
Lista de tablas	166
Bibliografía	167

RESUMEN

Las actividades petroleras son de gran importancia para el crecimiento económico e industrial de un país y debido a la gran cantidad de capital que se maneja en esta industria es importante minimizar los errores de cálculo y accidentes que en ella se generen.

La perforación es la actividad principal de la industria petrolera para poder realizar una conexión física entre el yacimiento en el subsuelo y la superficie, de una manera controlada y segura.

Es importante comprender cada una de las partes de la ingeniería de perforación para poder realizar un óptimo diseño de un pozo, con todo lo que esto implica, presiones, tuberías, operaciones de cementación, control y seguridad del pozo, así como también la optimización de los procesos de perforación.

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar a mayores profundidades. exige a la industria petrolera retos cada vez mayores y difíciles de vencer. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas terrestres, la determinación del asentamiento de la tubería de revestimiento y la geometría del pozo.

Para ejemplificar cada uno de los aspectos del diseño de manera óptima se ha desarrollado un programa de perforación para un caso real, en este caso, el pozo Santana 670, que tendrá de manera desarrollada y explicada todos los cálculos para su diseño.

ABSTRACT

The petroleum activities are very important for the economic and industrial growth of a country and due of the large amount of capital that is handled in this industry is important to minimize miscalculations and all accidents that it generated.

Drilling is the main activity of the petroleum industry to make a physical connection between the reservoir and the surface, in a controlled and safe way.

It is important to understand each of the parts of the drilling engineer to perform an optimal design of a well, with all that this implies, pressure, pipes, cementing, well control and security as well as the optimization of drilling processes.

The search has forced drilling at greater depths. This requires the petroleum industry increased challenges and hard to beat. Among these challenges is the proper determination of the density of the mud to pass through the various earth layers, determining the settling of the casing and the wellbore geometry.

To exemplify each of the aspects of optimal design has been developed a drilling program for a real case, in this case, the well Santana 670, to be explained and developed with all calculations to design .

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera mundial nació el año de 1859 con el éxito del pozo Drake, en Oil Creek, Pensilvania. Este fue perforado próximo a una chapopotera (afloramiento natural de petróleo), y fue clave para considerar la existencia de petróleo en el subsuelo. Si bien el pozo no fue impresionante, con una profundidad de 23 metros y 25 barriles por día de producción, el pozo Drake comenzó una nueva época: la época del petróleo.

A finales del siglo XIX, las compañías extranjeras comenzaron la exploración petrolera en México. El primer pozo perforado para buscar petróleo en el país fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 40 metros, cerca de las chapopoteras de *Cougas*, conocido después como *Furbero*, en las cercanías de Papantla, Ver. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción.

En la década de 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoteras, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Núñez, al Norte del Estado de Veracruz.

En el año de 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, prósperos productores de petróleo de California, hicieron una inspección en la región de Tampico. Llegaron por el norte hasta San José de las Rusias, al oeste hasta Tempoal y hacia el sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoteras cerca de las estaciones de ferrocarril de Ebano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron en mayo de 1900 la Hacienda Tulillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California.

Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901. Para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable. Durante ese tiempo fue consultado el Ing. Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien recomendó la perforación de un pozo cerca del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoteras muy grandes.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

El pozo, La Pez No. 1, se terminó el día 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros. Este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México.

En el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto por otra compañía, el Campo San Cristóbal en el año de 1906.

Los éxitos continuaron en el territorio mexicano. Otra Compañía de capital inglés de Sir Weetman Pearson, llegó a la región Tampico-Tuxpan, y después de varios intentos, en mayo de 1908, terminó el Pozo No. 2, en la Hacienda San Diego de la Mar, con una producción de 2,500 barriles de petróleo al día. Con ello se descubrió la faja de campos petrolíferos muy ricos, que llegó a conocerse con el nombre de la Faja de Oro.

Los pozos productores de petróleo que tuvieron resonancia internacional, fueron muchos, destacando el Casiano No. 7, que comenzó su producción el 8 de septiembre de 1910. En 1911, se terminó el Potrero del Llano No. 4. Pero sin duda, uno de los pozos más espectaculares en los anales petrolíferos, no sólo de México sino del mundo, fue el Cerro Azul No. 4, perforado en el año de 1916, localizado por Ezequiel Ordóñez. Su producción se estimó en 260 mil barriles por día.

La explotación del petróleo continuó en forma irracional, fueron actos de piratería en contra de nuestra patria y de los valores humanos de los trabajadores mexicanos. Los obreros iniciaron un movimiento de resistencia al mal trato y a la falta de garantías de supervivencia, logrando el apoyo de nuestras autoridades, que culminó con la nacionalización de algo que por ley nos pertenecía: el petróleo.

Con el nacimiento de Petróleos Mexicanos, en 1938, la administración para el control nacional, divide la actividad por zonas y comienza la acción de los técnicos mexicanos. Se crea la Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur.

Actualmente petróleos mexicanos se divide en cuatro regiones de exploración y producción: Región Norte, Región Sur, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste.

OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es proporcionar una literatura amigable para que los alumnos de ingeniería petrolera puedan tener un documento de consulta y ejercicios de apoyo para poder comprender mejor los temas vistos en la asignatura.

Es importante comprender cada una de las bases de la ingeniería de perforación para poder desarrollar un óptimo programa de perforación, y para ejemplificar este punto, después de dar todas las bases teóricas y los conceptos necesarios, se realizará un programa de perforación enfocado al pozo Santana 670.

En esta tesis, se muestran todos los cálculos necesarios de cada uno de los temas abordados, además de la metodología de manera explicada para que los alumnos puedan comprenderla paso a paso, siguiendo la secuencia de teoría y cálculos, además de su análisis.

Capítulo 1. Detección de geopresiones

Las geopresiones son el conjunto de presiones que se tiene en la roca a determinada profundidad, así como el conjunto de gradientes que tienen efecto en estas presiones, todo esto para poder determinar zonas de presiones normales y anormales para comenzar con el diseño de un pozo petrolero.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del fluido de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo.

Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el fluido a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración y se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento, especialmente en zonas con presión anormal donde la presión de formación puede estar muy cerca de la de fractura. Por lo que, el entendimiento del origen, la detección y evaluación de las presiones de formación y de fractura es sumamente importante, especialmente en la perforación de tipo exploratorio.

El método más efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar cómo se llevará el control mientras se perfora, es construir un perfil de presiones. En el perfil se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura, y la densidad del fluido a utilizar durante la perforación.

1.1 Presiones de formación

Conceptos fundamentales.

Esta es una breve descripción de definiciones y conceptos básicos necesarios para una mejor comprensión del tema.

Presión Hidrostática: Es la causada por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. . No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera, en el Sistema métrico decimal.

$$Ph = \frac{Dl \times h}{10} = kg/cm^2$$

Donde:

Ph = Presión hidrostática, en Kg/cm^2 .

Dl = Densidad del fluido o lodo, en gr/cm^3 .

h = Profundidad o longitud de la columna de fluido, en m .

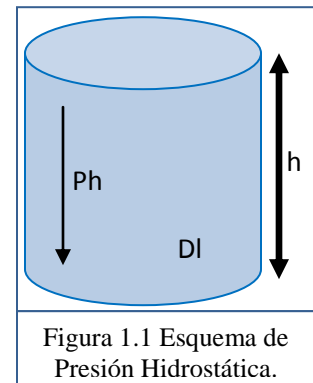


Figura 1.1 Esquema de Presión Hidrostática.

Gradiente de Presión: es la variación de la presión por unidad de profundidad o longitud. Generalmente se expresa en Psi/pie, lo que es equivalente a la razón entre la presión hidrostática y la altura de la columna hidrostática como se muestra en la ecuación:

$$\nabla P = \frac{Ph}{h}$$

Donde:

∇P = Gradiente de presión, en Psi/pie

Ph= Presión hidrostática, en Psi

h= Altura o profundidad de la columna, en pies.

Presión de sobrecarga: Se define como la presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por arriba del punto de interés; más adelante se da una explicación completa.

Presiones de formación normales

La presión de formación también conocida como presión de poro, presión del yacimiento o presión de la roca; es la presión ejercida por los fluidos o gases contenidos en los espacios porosos de las rocas.

El peso de sobrecarga afecta las presiones de la formación, puesto que este es capaz de ejercer presión en los granos y los poros de la roca. La presión de formación se clasifica de acuerdo a su valor de gradiente de presión en: normal, subnormal y anormal; según el rango de valores indicado.

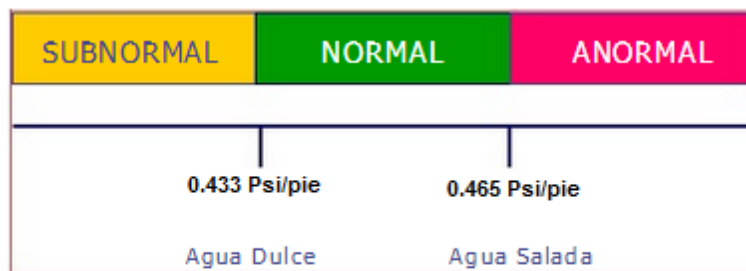


Figura 1.2 Rangos de valor de gradientes de presión

Se dice que la presión de poro es normal cuando la formación ejerce una presión igual a la columna hidrostática de fluido contenido en los poros de la misma. Las presiones normales son causadas principalmente por el peso de la columna hidrostática de la formación que va desde el punto donde se ejerce presión hasta la superficie.

La mayor parte de la sobrecarga en las formaciones con presión normal es soportada por los granos que conforman la roca. El gradiente de presión de los fluidos de la formación generalmente se encuentra en un rango que va desde 0,433 Psi/pie hasta 0.465 Psi/pie, y varía de acuerdo con la región geológica.

Las formaciones con presión normal, son aquellas que se pueden controlar con una densidad del orden de la del agua salada. Esta presión es originada por un yacimiento abierto.

Se considera para la costa del golfo de México un gradiente de presión normal de formación es $0.1076 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ que le corresponde al agua salada de densidad 1.076 gr/cm^3 y 10% de sal.

Ejemplo:

Calcular la presión normal de formación a 3500 m.

$$0.1076 \frac{\text{kg/cm}^2}{\text{m}} \times 3500 \text{ m} = 377 \text{ kg/cm}^2$$

La presión de formación es menor que la presión total de sobrecarga (*esfuerzo de sobrecarga*) ya que si esto no fuera cierto, la presión de formación fracturaría la roca.

Presiones de formación anormales

Las formaciones con presión anormal ejercen una presión mayor que la presión hidrostática de los fluidos contenidos en la formación. Se caracterizan por el movimiento restringido de los fluidos en los poros, es decir, es imposible que la formación pueda liberar presión; de lo contrario se convertirían en formaciones de presión normal.

Para que esto ocurra debe existir un mecanismo de entrampamiento que permita generar y mantener las presiones anormales en el sistema roca-fluidos. Teóricamente el gradiente de presión en una formación de presión anormal varía entre 0,465 y 1,0 Psi/pie, por lo que cuando se genera un aumento en la presión de poro, generalmente no excede un gradiente de presión igual 1,0 Psi/pie. Muchas formaciones con presión anormal se encuentran en cuencas sedimentarias del mundo y su existencia se debe principalmente a los procesos geológicos que ocurrieron en una zona determinada, así como también a la presencia de fallas, domos de sal en la formación e incremento de la presión de

sobrecarga, puesto que cuando esto ocurre los fluidos contenidos en los espacios porosos son los encargados de soportar la carga impuesta por la sobrecarga mucho más de lo que pueden hacerlo los granos de la roca, lo cual genera un aumento de presión en los poros que no puede ser liberada.

Las formaciones con presiones anormales, son aquellas que se pueden controlar con densidades mayores de 1.07 gr/cm³. Algunos consideran que las formaciones con presiones anormales, son depósitos o yacimientos cerrados no conectados a la superficie. Los depósitos de este tipo generalmente se encuentran asociados con gruesas formaciones de sedimentos arriba y abajo. Generalmente se cree que el agua exprimida fuera de los sedimentos debido al peso de las rocas se puede acumular en las zonas de arenas más permeables y si se atrapan crearán presiones excesivas. Es decir, que estas presiones se generan usualmente por la compresión que sufren los fluidos de la formación (o las lutitas adyacentes) debido al peso de los estratos supradyacentes. Si la formación está completamente sellada, los fluidos no pueden escapar, soportando éstos, parte de la presión de sobrecarga.

Resumiendo, las presiones de formación pueden ser:

Subnormales. Cuando son menores a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de la formación extendida hacia la superficie.

Normales. Cuando son iguales a la presión hidrostática de la columna de fluidos de la formación extendida hacia la superficie. El gradiente de presión normal es igual a 1.07 gr/cm³ (8.91 lb/gal) en zonas costa afuera y 1.00 gr/cm³ (8.33 lb/gal) en áreas terrestres.

Anormales. Cuando son mayores a la presión hidrostática de la columna de fluidos de la formación extendida hacia la superficie.

Las presiones de formación anormales afectan el programa de perforación en muchos aspectos, pero los cuales se tienen:

- La selección del tipo y densidad del lodo
- La selección de las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento.
- La planeación de las cementaciones.

Varios mecanismos son responsables de causar presiones anormales, estos pueden ser clasificados como: efectos de compactación, efecto de genéticos, efecto de diferencia densidad y efecto de migración de fluidos.

Esfuerzo de sobrecarga

Es también conocida como presión total de sobrecarga, es la presión ejercida por el peso total de los materiales (sedimentos y fluidos) sobrepuestos a una formación particular o determinada profundidad.

$$G_s = 0.1 \times (1 - \phi) \times D_m + 0.1 \times \phi \times D_a$$

Donde:

G_s = Gradiente de presión total de sobrecarga, en $\text{kg/cm}^2/\text{m}$

ϕ = Porosidad de la roca, expansión

D_m = Densidad de los sedimentos minerales, en gr/cm^3

D_a = Densidad de fluidos, en gr/cm^3 (principalmente agua salada de 1.07 gr/cm^3)

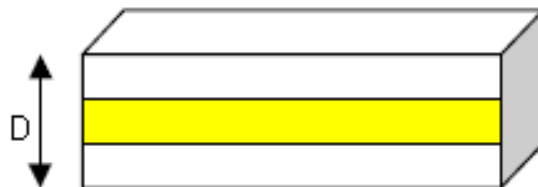


Figura 1.3 Presión de sobrecarga

Es de interés esta presión debido a la posibilidad de levantar la sobrecarga total, ya sea accidentalmente o a propósito. Por ejemplo, cuando se está usando el lodo

de perforación muy pesado puede ser posible “levantar” la sobrecarga creando una fractura y causando un problema de pérdida de circulación.

La fractura hidráulica es una técnica por medio de la cual se levanta la sobrecarga con objeto de incrementar los canales de flujo en tamaño alrededor del pozo.

El gradiente de presión total de sobrecarga teórico toma como $0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ (1.0 Psi/pie), ya que se ha calculado en términos de promedio de las condiciones de las rocas como la porosidad, densidad de los sedimentos y los fluidos contenidos.

Generalmente, el gradiente de presión total de sobrecarga en un área determinada perforación es menor el teórico. El conocimiento real es muy importante para algunas operaciones de perforación, como:

→ Los pesos de los lodos pueden aproximarse al gradiente de presión de sobrecarga

→ La presión máxima que se debe mantener en los preventores para no fracturar la formación.

Ejemplo:

¿Cuál es la presión máxima que se puede mantener en los preventores en caso de un brote para no fracturar la formación si se tiene en el área un gradiente de presión total de sobrecarga de $0.173 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$?

Prof = 3400 m

Lodo = 1.25 gr/cm^3

T.R. = $10 \frac{3}{4}$ " a 2200 m

$$Ph = \frac{2200 \times 1.25}{10}$$

$$Ph = 275 \text{ Kg/cm}^2$$

Presión hidrostática actuando en la zapata (considerando que el pozo se encuentra lleno de lodo).

Presión de fractura en la zapata

$$P_{fz} = 0.173 \frac{kg/cm^2}{m} \times 2200 m = 380 kg/cm^2$$

Presión restante para fracturar

$$P_{rf} = 380 - 275 = 105 kg/cm^2$$

Mantener una presión menor de $105 kg/cm^2$

La presión de fractura es la presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca o para vencer la presión total de sobrecarga.

Efecto de compactación

El proceso de sedimentación involucra la depositación de capas o estratos de partículas de diferentes rocas. A medida que estas capas continúan depositándose, se incrementa la presión de sobrecarga y las capas inferiores de sedimentos son forzadas hacia abajo para permitir mayor depositación en la superficie. En condiciones normales de perforación, la presión de formación es la única que interesa ya que es capaz de producir flujo de fluidos hacia el agujero bajo ciertas condiciones geológicas. La manera en que la matriz rocosa absorbe el aumento de presión sobrecarga, servirá para explicar la generación de presiones anormales en este ambiente.

La forma más simple en que la matriz rocosa puede incrementar su resistencia es aumentar el contacto grano a grano de las partículas individuales de la roca. Esto implica que la porosidad resultante de disminuir con la profundidad bajo condiciones sedimentarias normales. Si el proceso de compactación normal de la porosidad se interrumpe no permitiendo fluidos en los espacios porosos se escapen, la matriz rocosa no podrá aumentar el contacto grano a grano. O sea, su capacidad para soportar presión de sobrecarga. Producirá presiones del fluido mayores que las normales.

Ejemplo

Se puede considerar en el caso cualquiera de compactación normal, el gradiente de sobrecarga sea igual a 2.30 gr/cm^3 , y como la presión de formación es normal e igual a 1.07 gr/cm^3 , entonces se puede establecer la siguiente igualdad.

$$\text{Presión de sobrecarga} = \text{Esfuerzo de matriz} + \text{Presión de formación}$$

En gradientes, sería:

$$2.30 = 1.23 + 1.07$$

Esto significa que sí se tomara un plano horizontal de área unitaria, podría considerarse que el 53.5% de esta área estaría ocupada por los granos de roca Y el restante por los fluidos contenidos en el espacio poroso. Como se muestra en la *figura 1.4*

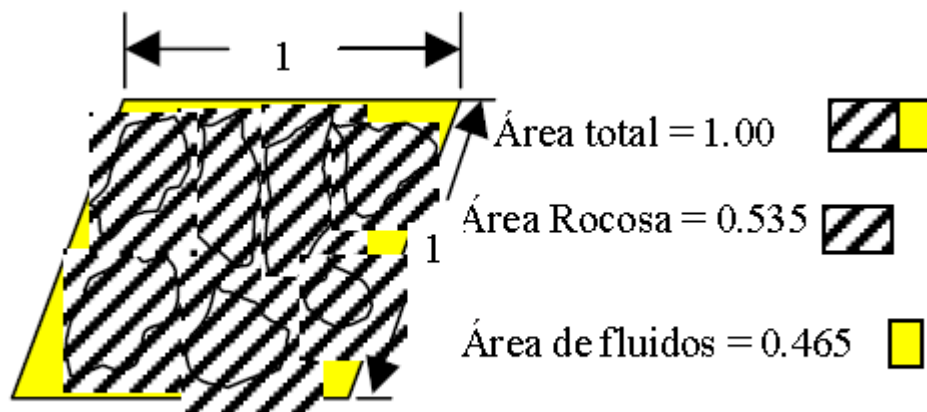


Figura 1.4 Compactación normal

En el caso de que el proceso normal de compactación haya quedado interrumpido, entonces el contacto grano a grano no se incrementa lo suficiente. Por lo tanto, mayor cantidad de fluidos quedarán atrapados.

En la *figura 1.5* se ilustra la distribución unitaria que se presentaría en este caso, la cual el gradiente en del esfuerzo a la matriz rocosa sería $= 0.99 \text{ gr/cm}^3$ y el gradiente de formación sería $1.31 > 1.07 \text{ gr/cm}^3$, el cual ya es anormal.

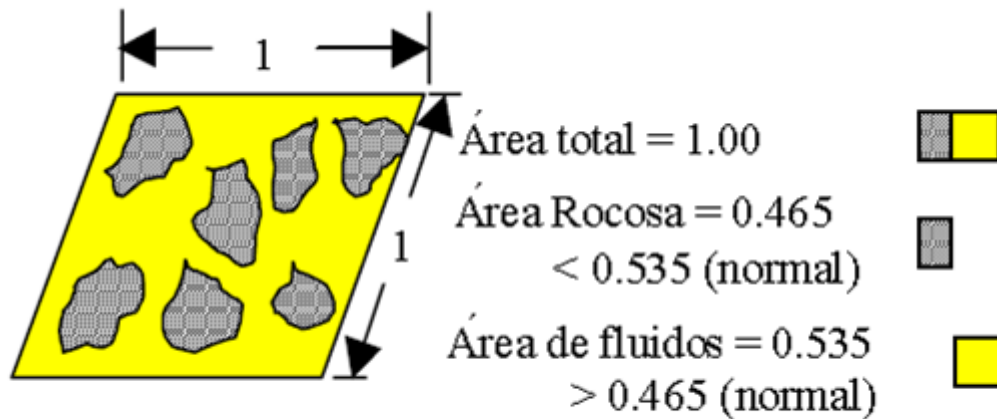


Figura 1.5 Compactación anormal

Para que las presiones anormales queden atrapadas dentro de su ambiente y no se disipen, es necesario que un mecanismo de sello esté presente. El sello que más se encuentra en las cuencas sedimentarias en la depositación rápida de un estrato rocoso de baja permeabilidad como la lutita limpia. Esta reduce el escape normal del fluido. El sello también ocurre como resultado natural de pérdida de permeabilidad por la compactación de sedimentos de grano fino, como arcillas o evaporitas.

Efecto diagenético

Es básicamente la alteración química de los sedimentos y su composición mineral, posterior al depósito, por procesos geológicos. Se cree que las lutitas y los carbonatos sufren cambios en su estructura cristalina que contribuyeron a la generación de presiones anormales. El proceso de diagénesis incluye la formación de nuevos minerales, redistribución y recristalización de las sustancias en sedimentos y litificación.

Diagénesis en secuencias de arenas y lutitas

La montmorillonita, el material predominante de algunas lutitas, se altera a illita bajo condiciones de presión y temperaturas elevadas que van aunadas al sepultamiento.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

La hidratación puede ocurrir a temperaturas mayores a 221 °F según la profundidad. Esta alteración libera agua aproximadamente igual a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Con el continuo enterramiento, el fluido contenido en la roca absorbe el incremento de carga generando una sobrepresión.

El gradiente de temperatura aumenta notablemente en la cima de las zonas de alta presión, debido a que los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua. De ahí los cambios bruscos en el perfil de temperatura, al perforar un pozo con un alto contenido de agua y se supone que la salida de fluidos fue interrumpida ocasionando una sobrepresión.

Se crean barreras impermeables en las secuencias porosas y permeables. La restringe la salida de los fluidos. En este proceso se genera gran cantidad de energía potencial.

El cambio entre las zonas normalmente compactadas y las de presión anormal es muy brusco. De ahí que en este proceso la perforación sea muy peligrosa.

El riesgo de alta presión durante la perforación de carbonatos es variable debido a que su permeabilidad es muy inconsistente.

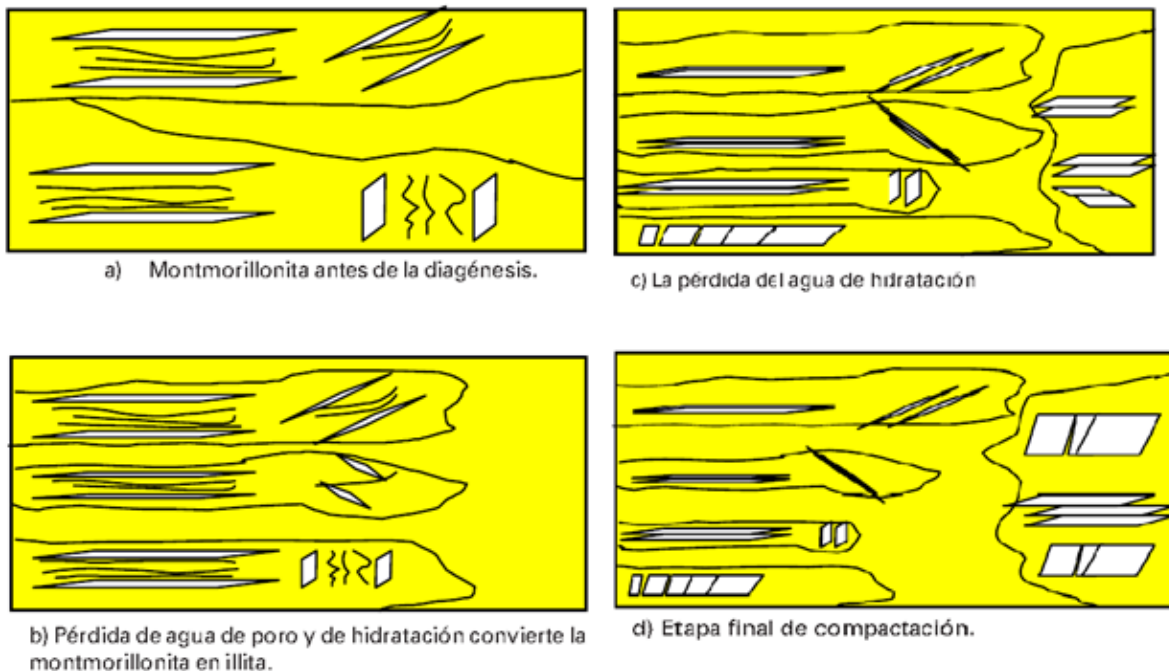


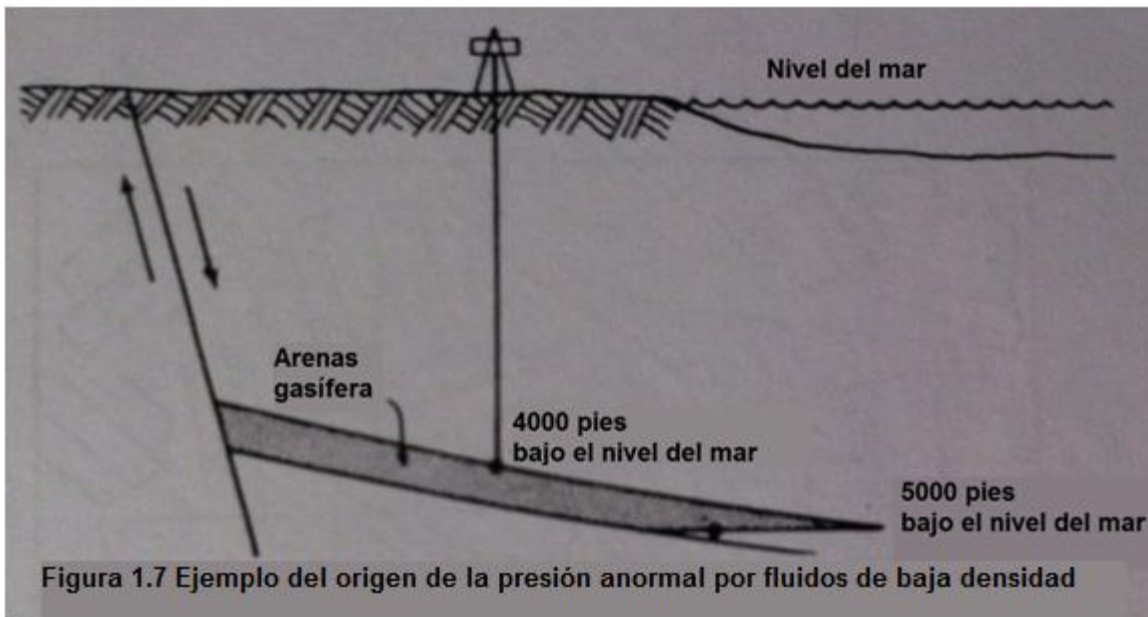
Figura 1.6 Diagénesis en secuencias de carbonatos

Efecto de diferencia de densidades

Cuando el fluido dentro de los poros presente en cualquier estructura no horizontal tiene una densidad significativamente menor que la densidad normal de los fluidos en el área, presiones anormales pueden ser encontradas en algunas partes de la estructura. Esta situación encontrada frecuentemente cuando un yacimiento de gas con la profundidad significativa es perforado. Porque al fallar en reconocer este peligro potencial, han ocurrido reventones de gas en arenas parecidas perforadas por otros pozos. Sin embargo, la magnitud de la presión anormal puede ser calculada fácilmente usando los conceptos de presión hidrostática. Una mayor densidad de lodo es requerida para perforar zonas de gas de manera segura cerca de la cima de la estructura que la necesaria para perforar zonas cerca del contacto agua-gas.

Ejemplo:

Considera las arenas gasíferas mostradas en la figura 1.7 las cuales fueron encontradas en el área de la costa del golfo de Estados Unidos. Si la parte de arena llena de agua está bajo presión normal y el contacto agua-gas ocurre a la profundidad de 5000 pies. ¿Qué peso del lodo se requiere para perforar a través de la cima de la estructura de arena de manera segura a la profundidad de 4000 pies? Asumir que el gas tiene una densidad promedio de 0.8 lbm/gal.



El gradiente de presión de formación normal para el área del golfo de México es 0.465 psi/pie el cual corresponde a la densidad normal de agua de 8.94 lbm/gal.

La presión de formación en el contacto agua-gas es:

$$P = 0.465 \times 5000 = 2325 \text{ psi}$$

La presión en la zona de gas estático a 4000 pies es:

$$P = 2325 - (0.052 \times 0.8 \times (5000 - 4000)) = 2283 \text{ psi}$$

** 0.052 es el factor de conversión de lbm/gal a psi/ft.

Este corresponde al gradiente de:

$$\frac{2283}{4000} = 0.571 \text{ psi/pie}$$

La densidad del lodo necesaria para equilibrar esta presión mientras se perfora debe ser:

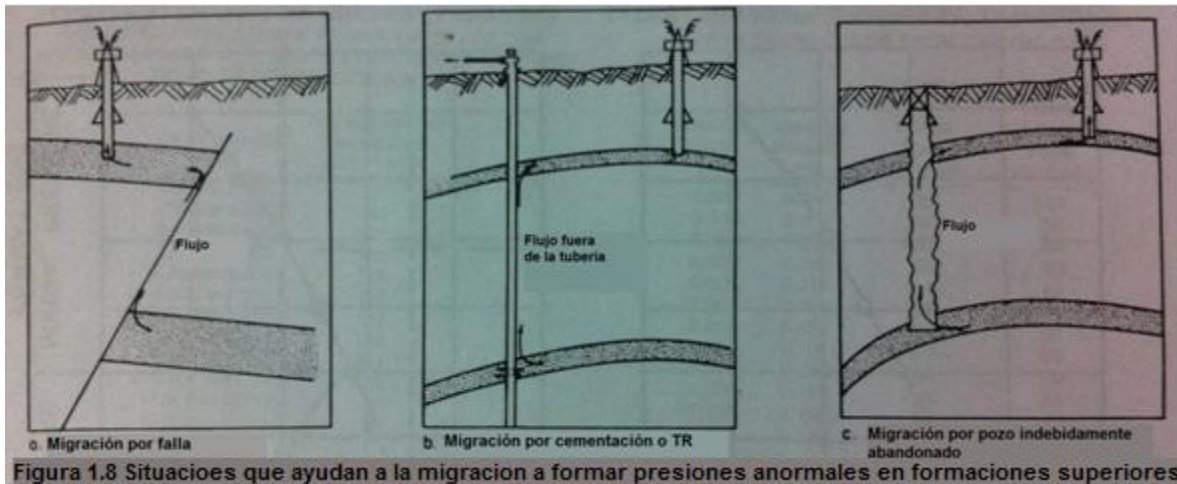
$$\rho = \frac{0.571}{0.052} = 11 \text{ lbm/gal}$$

Efecto de migración de fluidos

El flujo de fluidos asciende de un yacimiento profundo a una formación más superficial lo cual puede resultar en formaciones superficiales con presiones anormales. Cuando esto ocurre, se dice que la formación superior que está cargando.

Como se muestra en la figura 1.8, los patrones de flujo para este tipo de migración de fluidos pueden ser naturales o artificiales. Incluso si el flujo ascendente de fluidos es detenido, se requiere un tiempo considerable para que la presión en la zona cargada vuelva a ser normal.

Muchos reventones graves han ocurrido al encontrar de manera inesperada una formación superior cargada. Esta situación es común sobre campos viejos.



Métodos de determinación de la presión de formación

Para tener una mejor visión de las técnicas utilizadas en la detección y predicción, se les clasifica en tres grupos principales. El primer grupo se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación. El segundo hace uso de datos obtenidos durante la perforación o muestras examinadas durante ella y el último, de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación del pozo.

La predicción de las presiones anormales, es una parte integral de la planeación de un pozo. La determinación de las presiones mientras se perfora el pozo también es importante. Si éstas son sustancialmente diferentes a las calculadas con anterioridad, se necesitará hacer grandes cambios en el programa de perforación, y en el peor de los casos, el pozo deberá abandonarse.

A continuación se hace una recopilación de las técnicas usadas para la predicción o cuantificación de las geopresiones:

Antes de la perforación

Se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas de sismología, como son:

- Interpretaciones sísmicas.
- Correlaciones geológicas.

Durante la perforación

Esta es una de las partes más importantes del estudio de presiones anormales. Los indicadores de presión anormal se basan en la experiencia y el intenso estudio y estos son:

- Velocidad de penetración.
- Momento de torsión aplicado a la tubería.
- Carga soportada por el gancho al levantar la tubería.
- Presión de bombeo de lodo.
- Incremento en el volumen de lodo.
- Registros del lodo.
- Contenido de cloruros en el lodo.
- Incremento de recortes.
- Densidad de la lutita
- Porcentaje de montmorillonita
- Temperatura del lodo
- Paleontología

Después de la perforación

La presencia de presión anormal se puede detectar de manera cualitativa con los indicadores anteriores durante la perforación, a excepción de la densidad de la lutita. La magnitud cuantitativa de presión se deriva al graficar los valores de lutita obtenidos de los registros geofísicos después de haber perforado el pozo o una etapa del mismo.

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos obtenidos de los registros geofísicos, en los cuales se obtiene la información de la variación con la profundidad de las características de las formaciones atravesadas en el pozo.

La verificación y cuantificación de presiones anormales después de la perforación cae dentro de lo que se llama “evaluación del pozo”.

Los registros más comúnmente utilizados para evaluar presiones anormales en los pozos son los acústicos y los de inducción. Son los registros básicos para evaluar formaciones clásticas y no clásticas. De estos registros se pueden obtener valores de lutita confiables para la determinación de presiones. Sin embargo, debe aclararse que cualquier registro cuya respuesta dependa primordialmente de la porosidad de la roca, puede emplearse en una evaluación cuantitativa de la presión de formación.

Los registros geofísicos para la detección de las propiedades anormales son:

- Registro sónico de porosidad (acústico)
- Registro de densidad
- Registro sónico dipolar (dsi)
- Registro eléctrico de inducción (Resistividad/Conductividad)

1.2 Presiones de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que se opone a una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores sólo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, que añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede asegurar que las fracturas creadas de las formaciones someras son siempre horizontales y la mayoría de las fracturas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

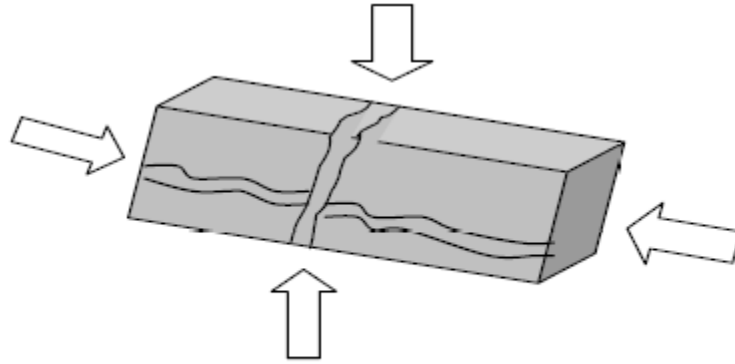


Figura 1. 9 Gradientes de fractura

La presión de fractura es la máxima presión que resiste la matriz de la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto específico del hoyo, es decir, la capacidad que tienen las formaciones expuestas en un pozo para soportar la presión del fluido de perforación más cualquier presión añadida desde la superficie bien sea de forma intencional o no. Por lo tanto, si la presión en el hoyo es mayor que la presión de fractura de la formación esta se abrirá ocasionando la pérdida del fluido. Para que ocurra la fractura es necesario que la presión ejercida sobre la formación sea mayor al esfuerzo efectivo de ésta, es decir, debe ser mayor que la suma de la presión de poro más la componente horizontal de la presión de sobrecarga. Es importante determinar la presión de fractura de una formación porque a través de ella se pueden conocer parámetros de control del pozo y planificar adecuadamente cualquier operación que se desee realizar en el mismo como por ejemplo desde la velocidad de los viajes de tuberías o el control de una arremetida. Algunas ventajas que pueden obtenerse al conocer la presión de fractura de una formación son:

- Determinar puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento
- Minimizar pérdidas de circulación.
- Determinar parámetros de control de bombeo y cementación.

Métodos predictivos

Cabe aclarar que los métodos que se mencionan a continuación, son sólo para conocimiento. En la actualidad, existen programas de cómputo que nos permiten hacer las evaluaciones de forma rápida y precisa. Además, utilizan varios métodos para fines de comparación de resultados. Ya que si el cálculo se realiza a mano, serían muchos los pasos a repetir para cada profundidad a analizar.

Existen diversos métodos aplicables para la estimación cuantitativa de las presiones de formación y de fractura, como son los que se mencionan a continuación:

- Hottman y Johnson
- Eaton
- Matthews y Kelly
- Foster y Whalen
- Profundidades equivalentes

Métodos de verificación

Pruebas de integridad y de goteo

Es bien conocido que el agujero descubierto puede romperse en alguna de sus formaciones por presiones excesivas, ya sea por presiones de efecto de pistón o altas densidades de lodo, dando como resultado pérdida de circulación, pero no es bien sabida la manera en que este rompimiento toma lugar. Un mal entendido común es que las paredes del pozo se rompen bajo presión, en la misma forma en que una tubería lo hace y que como la tubería, una vez rota la pared del agujero, pierde permanentemente su presión de integridad. Sin embargo, el mecanismo de fallamiento es completamente diferente.

La presión de integridad de una tubería depende totalmente de la resistencia a la tensión de la pared de la misma. La presión de integridad del agujero depende casi por entero de la carga compresiva de las rocas que se encuentran alrededor

del pozo. Las presiones que ejerce el fluido dentro del agujero, vencen estas cargas compresivas causando que las rocas se rompan originando una serie de fracturas. La presión de integridad original tiende a recuperarse cuando el exceso de presión hidrostática del lodo se reduce y la carga compresiva vuelve a su estado original. En algunas ocasiones, una vez creada la fractura ésta tiende a incrementarse y es muy difícil volver al estado original. Se causan una serie de problemas que se remedian con el uso de obturantes, tapones de cemento, gelatinas o incluso la cementación de tuberías.

La teoría y un número considerable de evidencias de pruebas de estimulación o de goteo, muestran que en las regiones caracterizadas por un fallamiento activo normal, las fracturas se orientan verticalmente más que en un plano horizontal. Las presiones de fracturamiento en lutitas son mayores que en areniscas a la misma profundidad. Para ambos tipos de roca, las presiones requeridas para inducir fracturas normalmente se incrementan con la profundidad, debido a la mayor resistencia dada por la compresión suministrada por la sobrecarga.

Las técnicas disponibles para estimar la presión requerida para fracturar la matriz de la roca alrededor del pozo deben de considerarse solamente como una guía. Las pruebas realizadas durante la perforación pueden dar medidas más exactas de la presión de fractura de la formación en la zapata de la tubería de revestimiento. Las pruebas de integridad y de goteo, y los métodos de predicción deben de realizarse para obtener una evaluación completa. Por ejemplo, si un gradiente de fractura estimado para una localización dada antes de perforar, se compara con las pruebas de integridad o goteo, pueden proporcionar datos importantes al evaluar presiones de formación y de fractura para pozos futuros en el área.

Las relaciones discutidas anteriormente son extremadamente complicadas y muy poco entendidas como para permitir una predicción exacta de los gradientes de fractura. Sin embargo, son satisfactorias para propósitos de planeación. Las predicciones hechas son conservadoras para formaciones superficiales, pero generalmente los valores medidos para las formaciones más profundas en las zonas de presión anormal, tienen a ser más cercanos a los reales.

Uno de los factores importantes es la naturaleza de las rocas. El aumento de arcillosidad causa un incremento en la presión de ruptura. Raramente, se han observado gradientes de fractura altos a profundidades someras que demuestran este efecto.

1.3 Asentamiento de tuberías de revestimiento.

En las etapas de planeación del pozo, se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el gradiente de fractura, que puede obtenerse por alguno de los métodos mencionados. A esta determinación grafica se le conoce como ventana operativa, la cual es el área definida por las curvas de presión de formación y el gradiente de fractura.



Figura 1.10 Ventana operativa

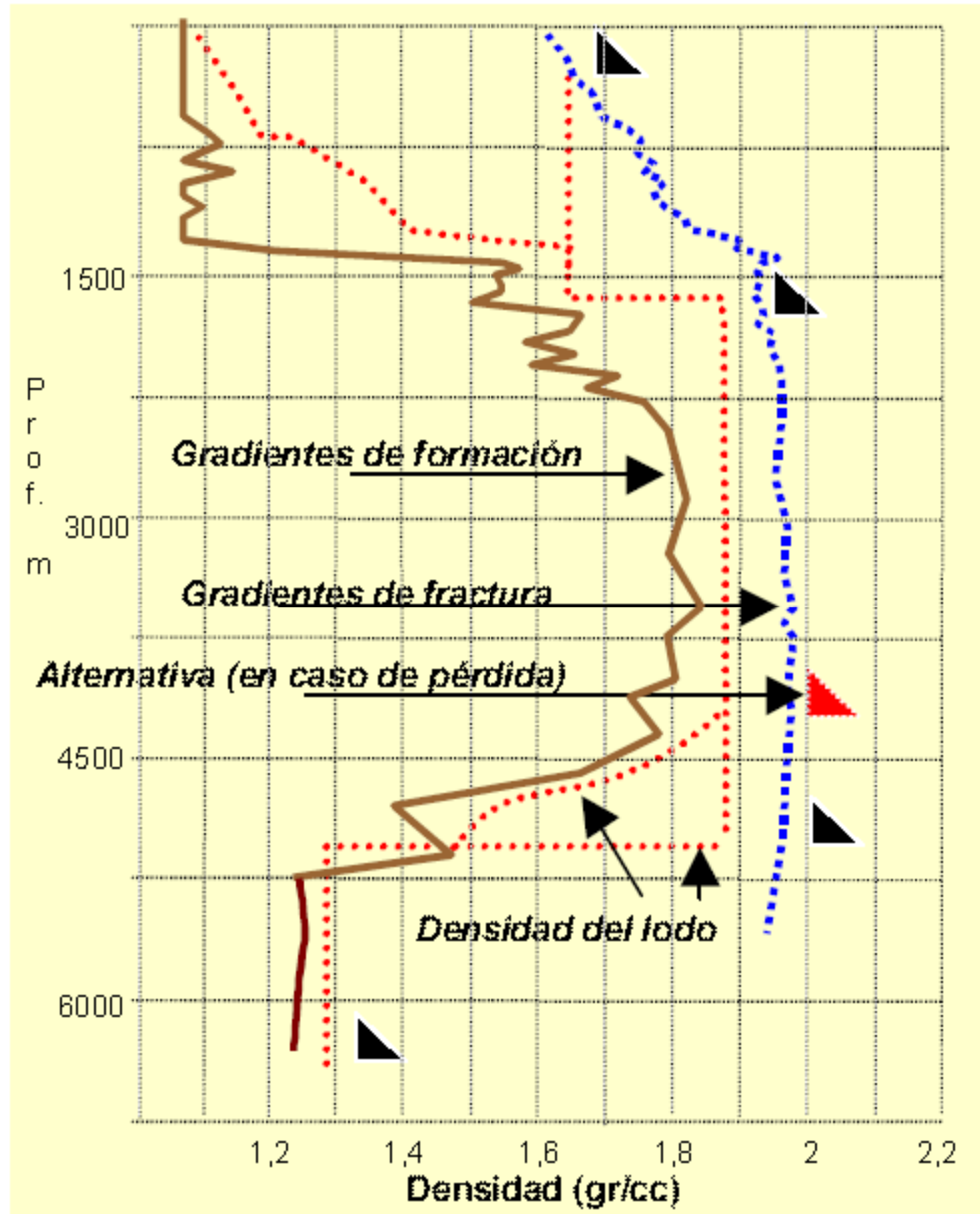
El resultado inmediato de la ventana operativa, es el conocimiento del peso del lodo requerido para llevar a cabo la perforación en las diversas secciones del agujero, es decir, la ventana nos da la pauta para construir el programa de perforación y es una parte fundamental en el diseño de un pozo. Generalmente, se establece un margen de seguridad en la presión hidrostática que ejercerá el lodo para exceder la presión de formación.

Una vez construido el perfil de presiones, el primer paso es determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo, considerando siempre que la presión hidrostática del

lodo que se utilizara en el fondo no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior. Una vez que se establece la densidad a utilizar, es recomendable agregar (para fines de diseño) un margen de 0.04 gr/cm^3 al peso del lodo determinado en el perfil de presiones para tomar en cuenta las pérdidas de presión en el espacio anular (densidad equivalente) que se genera durante la circulación, para no rebasar en un momento dado la presión de fractura (ver figura 1.11). Resulta ventajoso ampliar este margen a 0.06 gr/cm^3 , especialmente donde el espacio anular entre la tubería y el agujero es pequeño. Como se mencionó anteriormente, se inicia del fondo trazando una recta vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la curva de gradiente de fractura, tomando en cuenta los márgenes mencionados, esta será la profundidad mínima para asentar la TR; este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo.

Se debe tomar en cuenta que un asentamiento programado de TR puede ser alterado por algún problema durante la perforación, como puede ser una pérdida de circulación, un brote o un accidente de tipo mecánico, que puede obligar a un asentamiento fuera del programa (tal como se muestra en la figura 1.11, que es la gráfica de gradientes correspondientes a un pozo del campo Sen). Por lo anterior, se debe considerar en el diseño la alternativa de una TR adicional, esto obviamente lo dicta el conocimiento que se tenga del área en cuestión y toma más relevancia cuando se trata de un pozo exploratorio.

Es importante recalcar que en la elaboración de un programa de perforación se debe poner especial atención en los asentamientos de las tuberías de revestimiento, ya que en algunas ocasiones se toman como base la de los pozos vecinos y si fueron asentadas a profundidades donde queda muy justa la densidad máxima del lodo a utilizar en la siguiente etapa. El gradiente de fractura en la zapata puede dar como resultado que durante la perforación se presenten pérdidas de circulación con sus consecuentes problemas, que en ocasiones se requiere cementar tuberías cortas, para solucionar estos problemas, encareciendo el costo del pozo por el tiempo y recursos consumidos.



– **Figura 1.11 Selección de profundidades de asentamiento de las TR's.**

La figura 1.11 corresponde a un pozo del área Sen, en donde antes de la tubería de explotación se cementa una TR a la salida de la zona de presión altamente presurizada, pero en ocasiones se ha tenido la necesidad de cementar una TR que se señala en rojo, ya que en esta parte (zona lútica) se encuentra una zona de transición que se caracteriza por la existencia de brechas conformadas por calizas fracturadas que son zonas potenciales de pérdida del lodo de perforación

que muchas veces quedan fuera de control, por lo que es necesario cementar la TR mencionada. Se cementa también una TR intermedia a la entrada de la zona de presión anormalmente alta. Se cementa una TR superficial a más menos 1000 m, el tubo conductor que se asienta a 50 m. A continuación se describe en forma breve cual es la finalidad de cada una de las TR's mencionadas.

Tubo conductor: Puede ser hincado o se perfora y se cementa, y su objetivo es: aislar acuíferos superficiales y tener un medio para la circulación del fluido de perforación.

Tubería superficial: Tiene como objetivo, aislar acuíferos superficiales e instalar conexiones superficiales de control

Tubería intermedia 1: Se cementa en la cima de la zona de presión anormalmente alta, para cambiar la base al lodo de perforación e incrementar la densidad del mismo.

Tubería intermedia 2: Se cementa a la salida de la zona de presión anormal, para bajar la densidad al lodo de perforación y perforar la zona de interés.

Tubería de explotación: Permite la explotación selectiva de los intervalos que presenten las mejores características para ello.

Cabe aclarar que existen localizaciones donde no se encuentran zonas de presión anormal, y los asentamientos dictan las formaciones a atravesar, por lo que los asentamientos se rigen por las condiciones a encontrar y el número de tuberías a cementar puede variar en más o menos de las aquí mencionadas.

Una vez que se tiene el número de tuberías a colocar se debe seleccionar el diámetro tanto de la barrena a utilizar como de la tubería a colocar; este aspecto debe diseñarse de la misma manera que las tuberías, es decir, se selecciona el diámetro que se crea más correcto para la tubería de explotación y con esto el diámetro de la barrena como se muestra en la figura 1.12 se repite esta operación hasta llegar a la tubería superficial.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

A continuación se agrega la guía de selección de barrenas para que sea de mayor comprensión la metodología explicada.

Cabe señalar que la tubería de producción seleccionada está en función del gasto esperado al disparar la formación. En la actualidad se trata de tener una tubería de producción óptima para la implementación de algún sistema artificial de producción en intervenciones futuras.

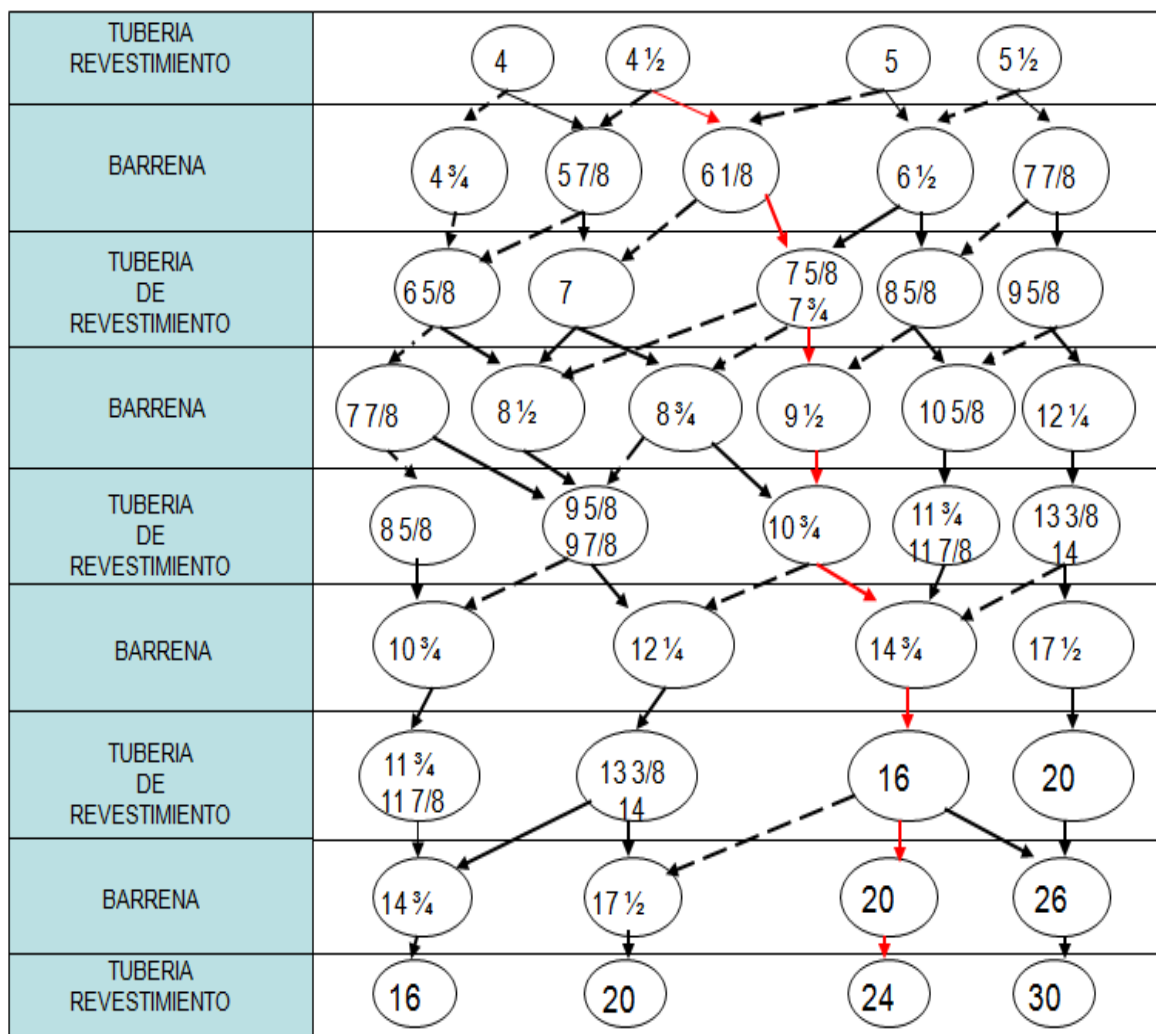


Figura 1.12 Guía para la selección del diámetro de la barrena

Ejemplo de uso:

→ Determine y grafique los gradientes de presión de poro, de fractura y estimar la densidad del lodo de control, adicionando el 0.06 gr/cm³ al valor de la presión de poro y 0.03 para el gradiente de fractura.

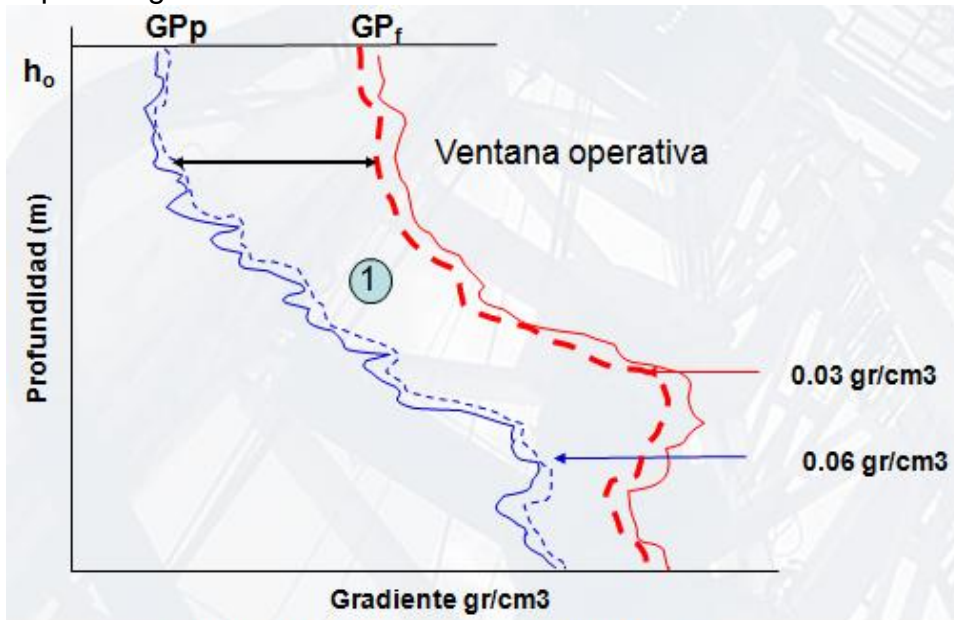


Figura 1.13 Ejemplo de uso del método 1

→ Trazar una línea horizontal a la profundidad total del pozo y posteriormente una línea vertical partiendo de la máxima densidad del lodo hasta interceptar la curva de fractura, obteniendo la segunda profundidad de asentamiento h₂.

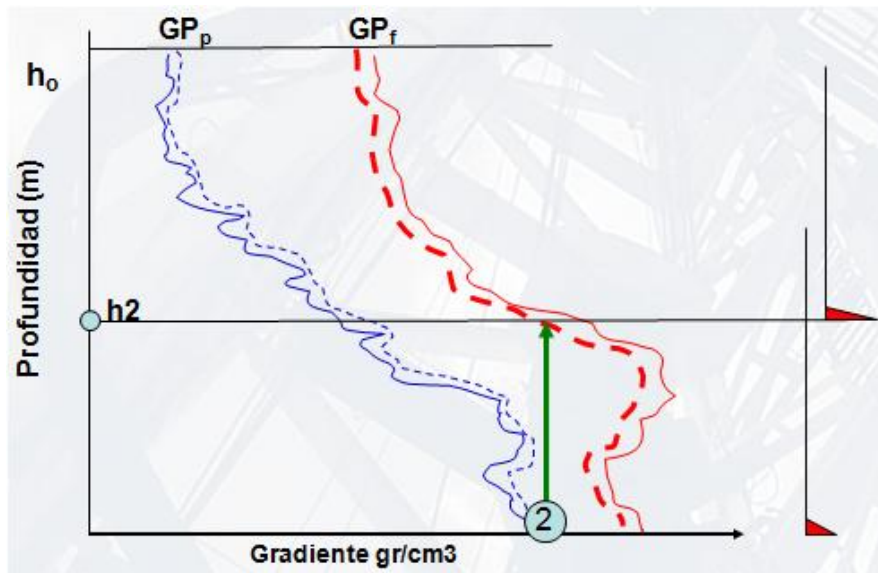


Figura 1.14 Ejemplo de uso del método 2

→ Trazar una línea horizontal del punto 2 hasta interceptar la curva de lodo y posteriormente una línea vertical hasta tocar la curva de fractura h_3 .

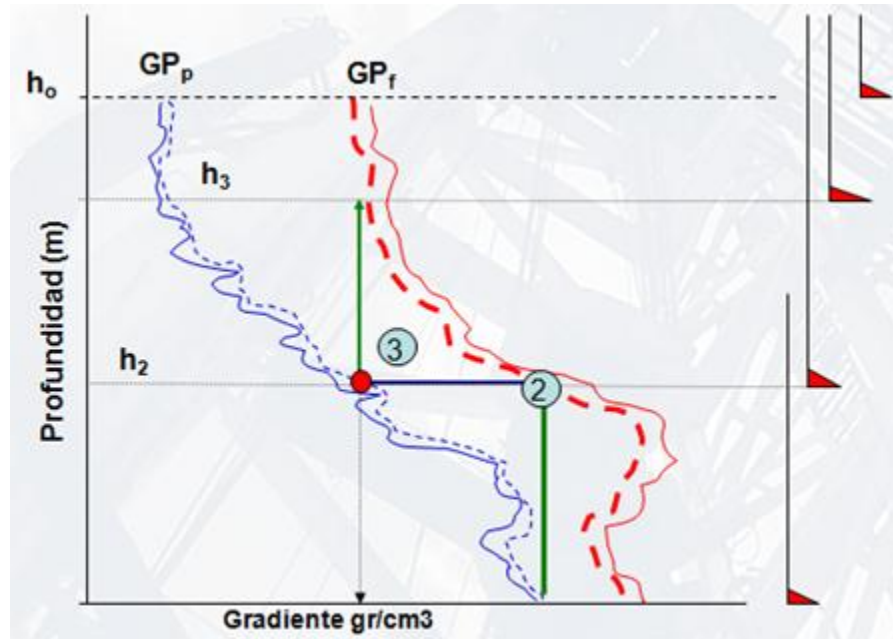


Figura 1.15 Ejemplo de uso del método 3

→ Trazar una línea horizontal del punto 3 hasta interceptar la curva de lodo y posteriormente una línea hasta tocar la curva de fractura h_4 .

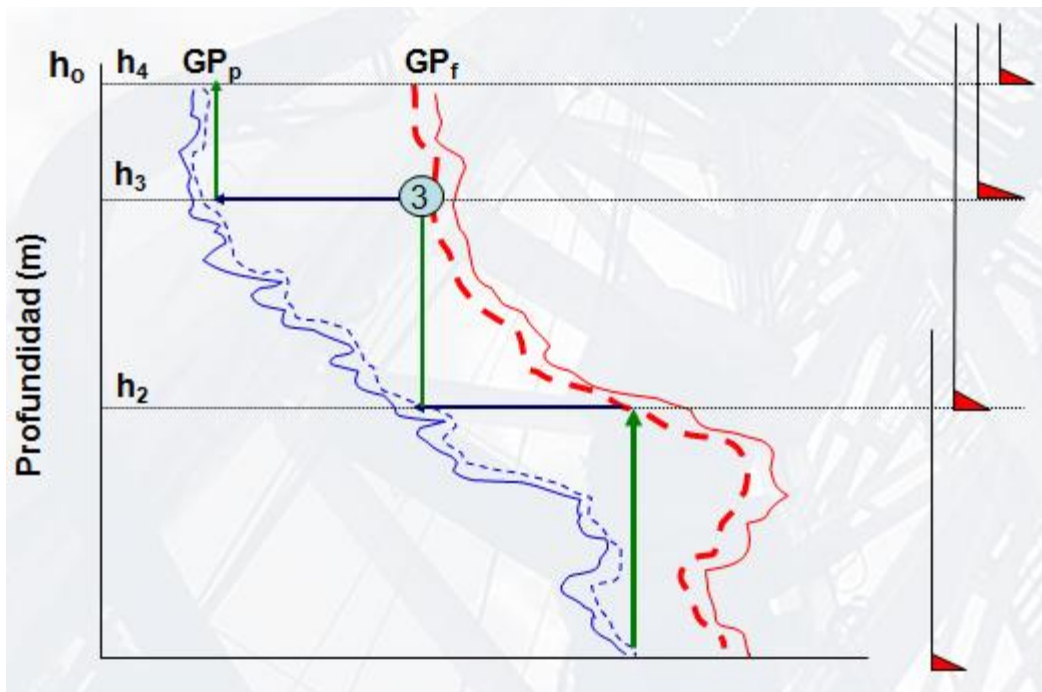


Figura 1.16 Ejemplo de uso del método 4

→ Por último se seleccionan los diámetros de la tubería y de las barrenas a utilizar siguiendo la guía anteriormente proporcionada, siendo este el resultado:

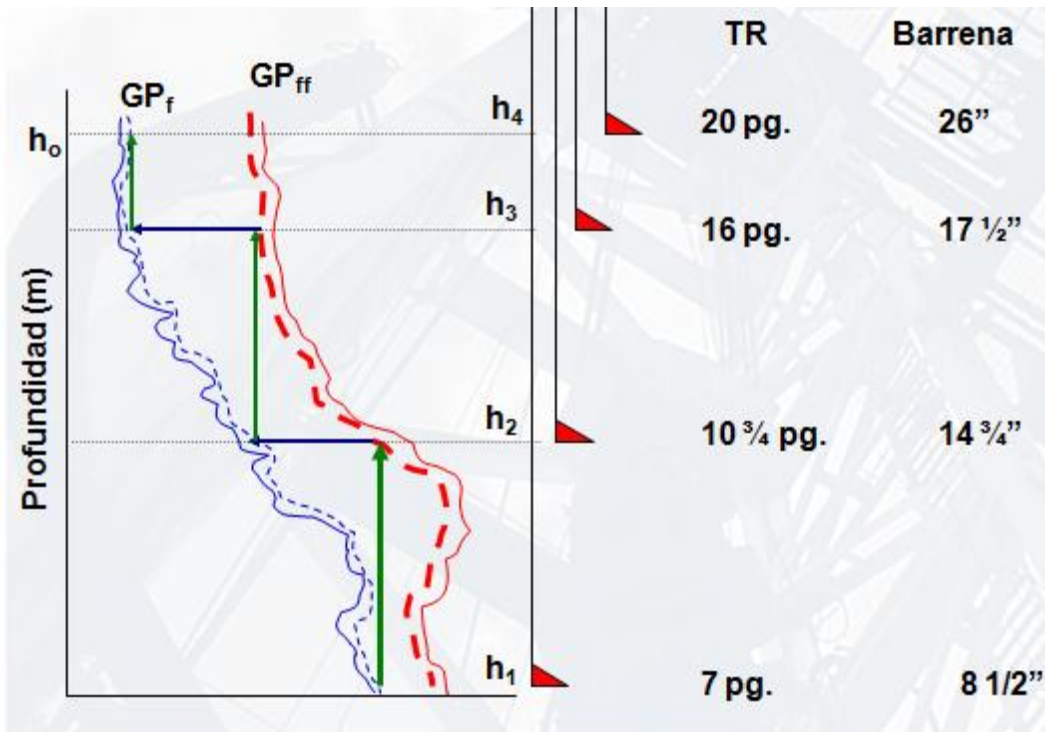


Figura 1.17 Diseño final del pozo

Capítulo 2. Diseño de tuberías de revestimiento

Para permitir la perforación y terminación de un pozo, es necesario “entubar” el agujero perforado con tubería de revestimiento. Una vez en su lugar, la tubería de revestimiento es cementada, soportando el peso de la tubería y sellando el espacio anular.

La fase primordial en la delicada en la delicada tarea de perforar, terminar y reparar pozos, es la de programar en forma adecuada el conjunto de variables que pueden presentarse según sea el caso. La selección de los materiales a utilizar es de suma importancia. De éstos dependerá el éxito en el cumplimiento de los programas.

Uno de los aspectos más importantes dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de agua o gas (brotes). Dicha protección se realiza con tuberías de revestimiento, las cuales son colocadas de manera telescopiada. Es decir, que los diámetros de las tuberías van de mayor a menor, desde la superficie, por razones técnicas y económicas principalmente.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc. Esto origina que a mayor profundidad, se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que será sometida.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades
- Prevenir la contaminación de acuíferos

- Dar soporte para la instalación del equipo de control superficial
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción
- Confinar la producción del intervalo seleccionado

Las tuberías de revestimiento representan aproximadamente un 20% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas, que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo.

Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento está sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo cual la selección de tuberías debe soportar las siguientes cargas:

- Presión externa (colapso)
- Presión interna
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión)

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación.

Tubería conductora:

Es la primera que se cementa o coloca al iniciar la perforación del pozo. La profundidad de asentamiento varía entre 20 y 250 metros. Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo para la eliminación de sólidos y las presas de tratamiento. Permite continuar perforando hasta la profundidad en la cual se asentara la tubería de revestimiento superficial.

El diámetro seleccionado para emplear depende en gran medida de la profundidad total programada del pozo.

Tubería superficial:

La introducción de esta tubería tiene por objeto instalar las conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proteger al agujero descubierto, aislando flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.

Como ejemplo tenemos que para diferentes zonas de trabajo, actualmente se emplean tuberías superficiales de 20 pg para pozos exploratorios o pozos de desarrollo que son perforados a profundidades mayores a 4500 m. Estas tuberías se introducen en profundidades que varían entre 500 y 1000 m., cabe aclarar que el diámetro se calcula de acuerdo a la profundidad total del pozo.

Tubería intermedia:

Estas se introducen con la finalidad de aislar zonas de presión anormal, flujos de agua, pérdidas de circulación y derrumbes, en si para tratar de dar mayor estabilidad al agujero descubierto, y como protección, en la mayoría de los casos, al incrementar la densidad del lodo de perforación y controlar zonas de presión alta.

De acuerdo al diseño del asentamiento de tuberías, y los problemas que se originen durante la perforación, será necesario colocar una o más sargas de tuberías intermedias, para controlar la zona del problema.

Tubería de explotación:

Esta tiene como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos que puedan afectar al intervalo productor; también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo. El diseño de esta tubería es de especial atención, considerando todos los elementos que intervienen en él.

Tubería de revestimiento corta (LINER):

Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150 m, y en ocasiones se emplea en una longitud mayor, dependiendo del objetivo de uso.

2.1 Propiedades de las tuberías

Las tuberías deben cumplir con ciertas características y propiedades de diseño para poder resistir las cargas a las que estarán sometidas, además de los ambientes hostiles en los que se emplearán.

Para iniciar con la aplicación y explicación de cualquier método para diseño, es necesario y recomendable determinar la resistencia de las diferentes tuberías.

La resistencia del 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 falla.

El término “falla” se entiende como sinónimo de “fractura”. Sin embargo, en el caso de las tuberías en el pozo, si estas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe entender la situación como condición de falla.

Por lo tanto, una falla mecánica 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 normalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

Con esto definimos la capacidad de resistencia de una tubería como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la reacción combinada de cargas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente colapso, tensión, estallamiento y corrosión.

Grado

Las propiedades mecánicas y físicas de las tuberías de revestimiento dependen de la composición química del acero y del tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

API define nueve grados de acero básicos para tubería de revestimiento

H40 J55 K55 C75 L80 N80 C95 P110 Q125

El número de designaciones da el mínimo de API para el esfuerzo de resistencia o cedencia, en miles de psi. Como ejemplo, la tubería de revestimiento L80 tiene un esfuerzo de cedencia 80,000 psi y la tubería P110 tiene una resistencia de 110,000 psi. La letra simboliza el tipo de acero utilizado.

Sin embargo, existen más grados de acero para diferentes ambientes o diferentes usos de tuberías, los mostrados anteriormente son para TR, pero ninguno presenta resistencia a corrosivos.

Esfuerzo de cedencia

Para entender el comportamiento de falla es necesario definir el concepto de cedencia o fluencia, que es la propiedad o condición del material (en el caso de la tubería es acero) 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 el punto de cedencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente. Es decir, el material se comporta plásticamente. 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 este comportamiento de deformación-carga para determinar la cedencia del material, en este caso es el acero con el que se fabrican las tuberías.

API como órgano normativo internacional, ha establecido estándares para medir la cedencia de los aceros con los cuales se fabrican las tuberías de revestimiento, producción y sartas de perforación que se utilizan en la industria.

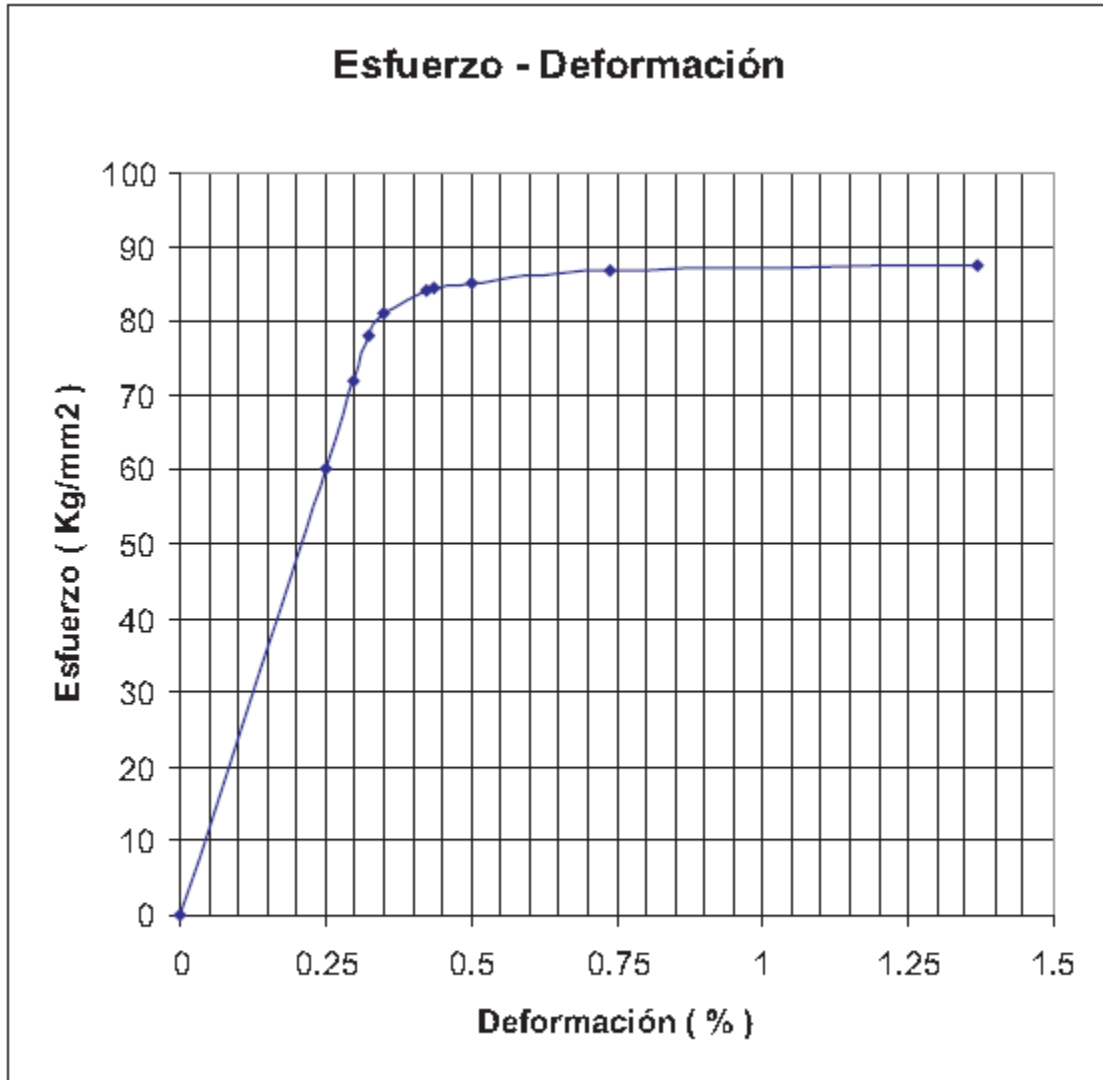


Figura 2.1 Comportamiento elástico de una tubería de acero

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 se alcanza el 0.5% de deformación. Este valor de deformación es ligeramente superior al límite elástico.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Para aceros P110 y Q125, 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; es decir, en unidades de presión (psi). Lo que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para ceder al mismo. Es decir, aquel esfuerzo aplicado para alcanzar la deformación establecida.

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 del valor promedio. La mínima resistencia de cedencia observada en una gran cantidad de pruebas realizadas. Adicionalmente el API especifica la máxima resistencia a la cedencia, que queda definido igual como el 80% de las pruebas realizadas para máxima cedencia y el valor ultimo mínimo de resistencia a la tensión, que es el valor de tensión ultimo al cual se fractura el material.

La tabla 2.1 muestra un resumen de diferentes grados de acero con sus valores de cedencia.

TABLA 2.1 RELACIÓN DE GRADOS DE TUBERIA				
Grado	Cedencia Mínima	Ultima Resistencia	Grado	Ultima Resistencia
H-40	40000	60000	C-95	105000
J-55	55000	60000	Q-125	145000
K-55	55000	65000	E-75	95000
N-80	80000	95000	X-95	115000
L-80	80000	90000	S-135	155000
P-110	110000	125000	C-95	105000
C-75	75000	95000	P-105	120000
T-95	95000	105000	G-105	120000

Para fines de diseño, el criterio de mínima resistencia de cedencia es el que debe adoptarse, a fin de garantizar, con un margen de seguridad, la resistencia del material.

Presión de colapso y presión interna

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. Esta actúa sobre las paredes externas de la tubería y es superior a su resistencia.

La falla por colapso de una tubería es una de las causas más comunes de falla en las tuberías colocadas en un pozo y en un fenómeno 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 y la condición de esfuerzos de tubería.

Presión interna

En este caso la presión interna crea una falla por estallamiento, esta falla es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando en el interior de la tubería. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento, aunque generalmente se le conoce como resistencia a la presión interna. Sin embargo, es claro anotar que la presión interna es la carga y la propiedad del material es la resistencia. Esta opone el material a fallar por estallamiento o explosión debido a la carga a la que está sometido por la presión que actúa en el interior del tubo.

Tensión

La tensión es la 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.

2.2 Criterios de diseños de tuberías

El diseño de tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la planeación del pozo; las tuberías deberán usarse para proteger el pozo en las diversas fases de su perforación y por lo general se diseñan para soportar condiciones de operación severas.

Concepto de carga máxima

El concepto de carga máxima es quizá el procedimiento más usado para diseñar tuberías de revestimiento. En este método la tubería se diseña para soportar las condiciones extremas que se espera encontrar durante la perforación y aunque originalmente fue concebido para pozos con presiones anormales, su alta versatilidad permite aplicarlo a la mayoría de las situaciones de perforación.

Antes de diseñar la tubería se requiere hacer un análisis de las condiciones posibles que se puedan presentar durante la perforación tales como:

- ✓ Pérdida de circulación
- ✓ Brotes
- ✓ Desgaste de la tubería
- ✓ Pegaduras de la tubería

El concepto de carga máxima presentado en este capítulo está enfocado a pozos con presión anormal; sin embargo, deberán ser analizados otros factores que son importantes y dentro de ellos se incluyen:

- Presencia de ácido sulfhídrico (H_2S)
- Secciones masivas de sal
- Fracturamiento hidráulico
- Zonas de pérdida de circulación

Criterio general para diseñar tuberías de revestimiento

Las tuberías de revestimiento generalmente se diseñan para que resistan satisfactoriamente las siguientes condiciones:

- Tensión
- Colapso
- Presión interna
- Efectos Biaxiales

Lo primero que se debe hacer, sin importar el tipo de tubería que se elija, es verificar que el diámetro interno máximo permisible (drift) permita el paso de la barrena que perforará la siguiente etapa. Si la barrena pasa, el diseño puede continuarse, de manera contraria debe desecharse la tubería.

Inicialmente debe de establecerse la presión interna y en función de ella se elije la tubería más barata que resista esta presión.

Subsecuentemente, se calcula la presión de colapso y la tubería seleccionada se revisa para ver si resiste esta presión. Si alguna sección de tubería no resiste la presión de colapso, esta sección deberá cambiarse por una tubería de mejor grado o de peso unitario mayor. Hasta este momento se tiene ya elegida la tubería más barata que resistirá adecuadamente la presión interna y la de colapso.

Como siguiente paso deberán evaluarse las cargas por tensión para lo cual se revisa la resistencia a la tensión en el cuerpo del tubo. Al igual que en el colapso, cualquier sección que no resista adecuadamente la carga de tensión deberá cambiarse de grado o peso unitario. Una vez que la tubería resiste satisfactoriamente la carga de tensión, entonces se deberá seleccionar el tipo de junta a utilizar,

Las resistencias de la tubería a la presión interna y al colapso se ven afectadas por la tensión, por los llamados efectos biaxiales y deberá revisarse que las resistencias no disminuyan por debajo de los límites, ya que de hacerlo, esa sección deberá diseñarse nuevamente.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

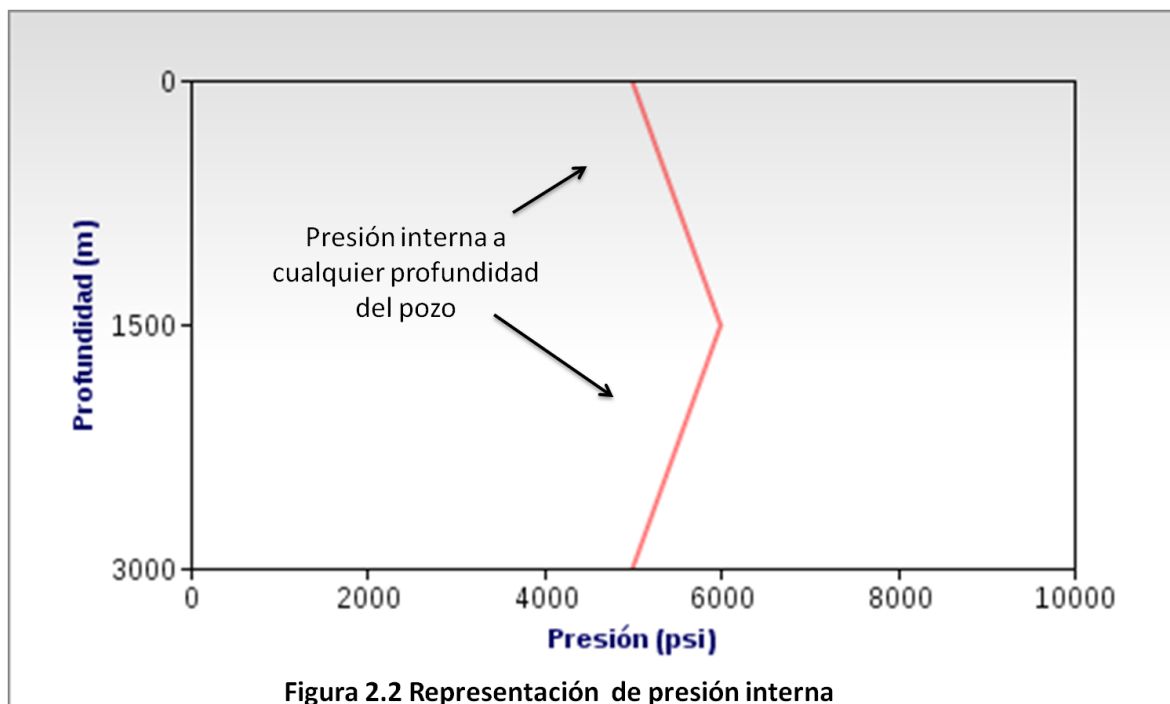
La forma en que la tensión y la compresión afectan a la presión interna y a la de colapso esta explicada en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Efectos de fuerzas biaxiales		
Tipo de carga	Afecta a	Resultado
Tensión	Presión interna	Aumenta
Tensión	Colapso	Disminuye
Compresión	Presión interna	Disminuye
Compresión	Colapso	Aumenta

Técnicas gráficas

Las técnicas gráficas son las más utilizadas para seleccionar tuberías y sus respectivos grados, pesos y juntas. Debe realizarse una representación gráfica de los esfuerzos de colapso, presión interna y tensión, como por ejemplo la figura 2.2.

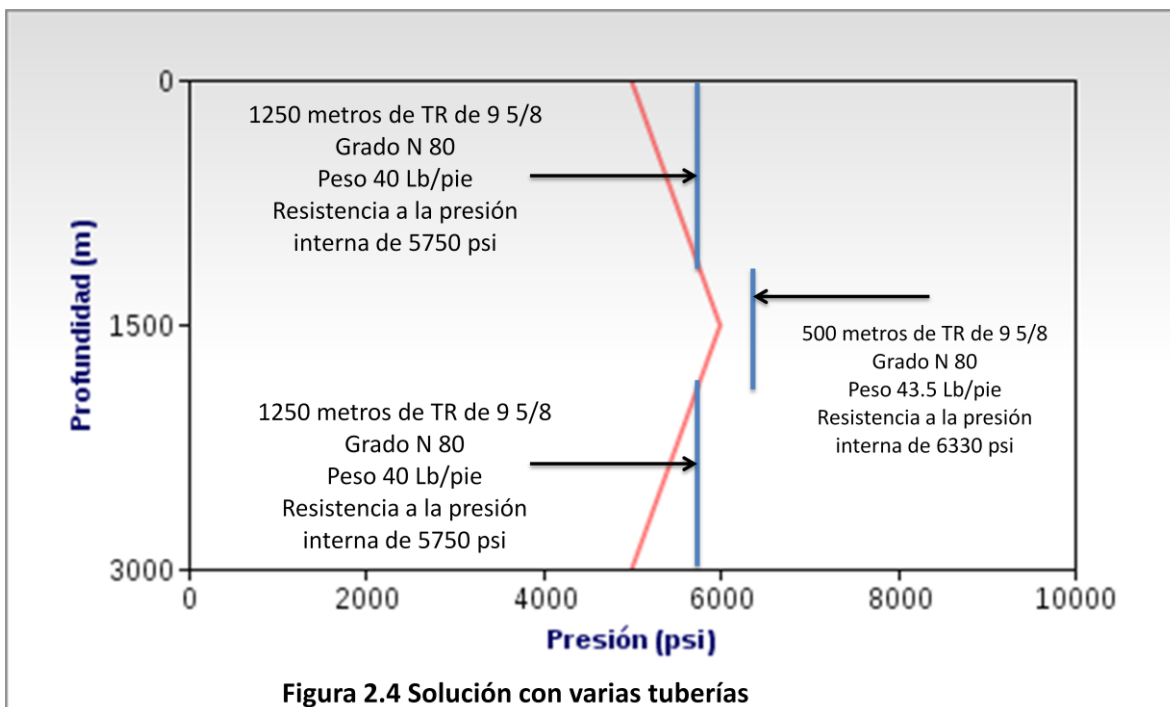
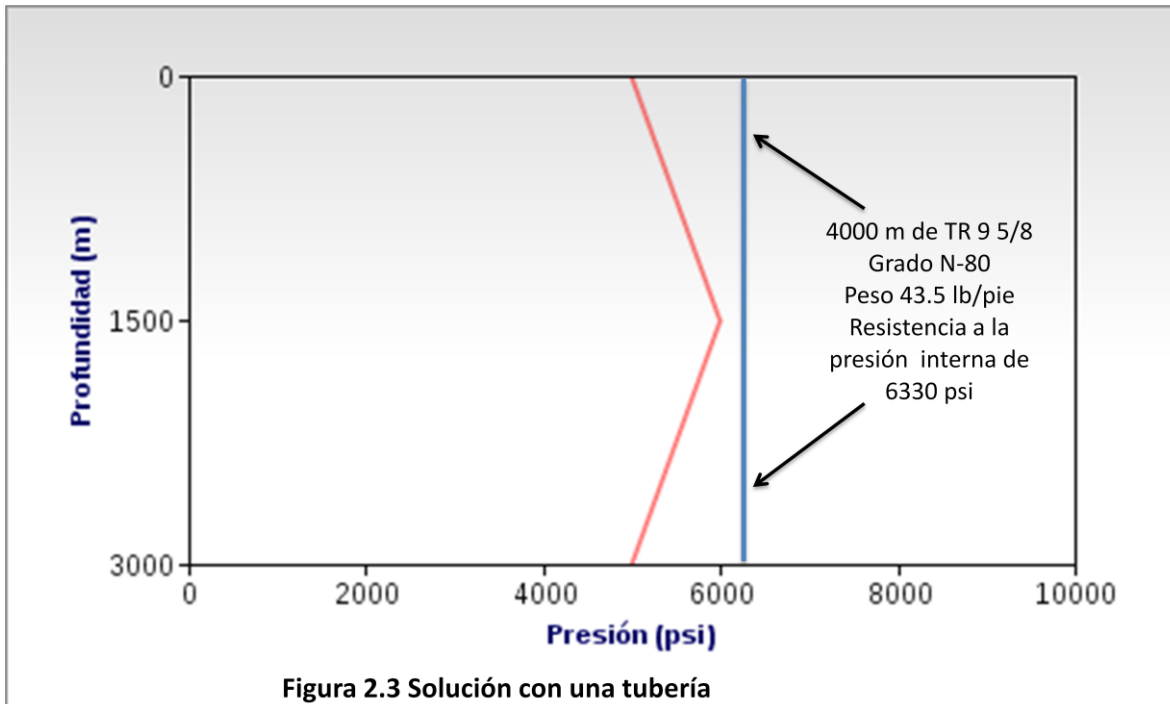
Aunque el costo mínimo es la razón más lógica para llevar a cabo el diseño, pueden existir otras razones que forcen la selección de la tubería, como la disponibilidad en el mercado o en almacén.



APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Los datos son 5000 psi para una profundidad de 0 y 3000 metros y 6000 psi para 1500 metros. (Esto es solo para facilitar la comprensión del ejemplo).

Las figuras 2.3 y 2.4 ilustran diseños opcionales que satisfacen los requerimientos de la figura 2.2.



APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Para la selección de estas tuberías se utilizaron las tablas del prontuario de TAMSA®, en las que se aprecia las tuberías seleccionadas en ambos casos.

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING						FLUENCIA	Kpsi												RESISTENCIA	Kpsi															
						40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	125	135	135	100	80	95	110	140	140	150	150	80	95	95	110	110			
						60	75	95	85	95	100	105	105	125	135	135	100	110	125	150	150	95	105	105	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																											
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALF.	AREA TRANS.		API										ALIO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION													
puj	lb/pie	puj	puj	puj	puj ²		H40	J55	K55	M55	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110										
9.5/8	32.30	0.312	9.001	8.845	9.128	Colapso	psi	1,370																											
						Tensión	lbx1000	365																											
						P. Intema	psi	2,270																											
						P. Prueba	psi	2,100																											
	36.00	0.352	8.921	8.765	10.254	Colapso	psi	1,720	2,020	2,020	2,190																	2,370	2,460		2,470				
						Tensión	lbx1000	410	564	564	667																	820	974		1,128				
						P. Intema	psi	2,560	3,520	3,520	4,160																	5,120	6,080		7,040				
						P. Prueba	psi	2,300	3,200	3,200	3,800																	4,700	5,600		6,400				
	40.00	0.395	8.835	8.679	8.750	11.454	Colapso	psi	2,570	2,570	2,770	3,090	3,090	3,260	3,330	3,330					4,320	4,450	4,940	5,280		3,090	3,330	4,560	3,470						
						Tensión	lbx1000	630	630	744	916	916	916	1,031	1,088	1,088					916	1,088	1,260	1,604		916	1,088	1,088	1,260						
						P. Intema	psi	3,950	3,950	4,670	5,750	5,750	5,750	6,460	6,820	6,820					5,750	6,820	7,900	10,050		5,750	6,820	6,820	7,900						
						P. Prueba	psi	3,600	3,600	4,300	5,300	5,300	5,300	5,900	6,200	6,200					5,300	6,200	7,200	9,200		5,300	6,200	6,200	7,200						
	43.50	0.435	8.755	8.599	12.559	Colapso	psi			3,530	3,810	3,810	3,810	4,010	4,130	4,130	4,420				5,600	5,870	6,370	6,910		3,810	4,130	5,870	4,420						
						Tensión	lbx1000			816	1,005	1,005	1,005	1,130	1,193	1,193	1,381				1,005	1,193	1,381	1,758		1,005	1,193	1,193	1,381						
						P. Intema	psi			5,140	6,330	6,330	6,330	7,120	7,510	7,510	8,700				6,330	7,510	8,700	11,070		6,330	7,510	7,510	8,700						
						P. Prueba	psi			4,700	5,800	5,800	5,800	6,500	6,900	6,900	8,000				5,800	6,900	8,000	10,000		5,800	6,900	6,900	8,000						

Figura 2.5 Tabla de selección de TR 9 5/8

En este caso, se aprecia que ambos cumplen con ser superiores a la presión interna, pero la selección del diseño depende del valor por metro de TR en ese momento.

En este ejemplo los precios por diseños totales es de:

Figura 2.3 = \$284,884 Dólares

Figura 2.4 = \$240,000 Dólares

Por lo tanto, el diseño óptimo es el de la figura 2.4.

Limitaciones de las secciones

El manejo práctico de la tubería a menudo requiere que se impongan restricciones para la implementación completa del concepto de carga máxima. Este método, si se aplica en su totalidad, seleccionará las tuberías más baratas que resistan los requerimientos necesarios. Como resultado de esto, se obtendrán secciones de tubería muy cortas y como por lo general que ha establecido como límite máximo tres o cuatro secciones para poder tener un manejo adecuado de la tubería en la localización, deberá usarse algún método para restringir la selección de la tubería. Los métodos más comunes a restringir el número de secciones de tubería son:

- Establecer el número máximo de secciones.
- Establecer la longitud mínima de cada sección.
- Establecer el número máximo de secciones y la longitud mínima de cada sección.

Como ya se demostró usar un solo grado y peso de tubería resulta más caro que usar una mezcla de diversas tuberías por secciones.

Presión interna

Los esfuerzos generados por la presión interna deberán evaluarse para tener la seguridad de que no rebasará la resistencia a la presión interna de la tubería. Por lo general estos esfuerzos son creados por la presión hidrostática generada por el lodo y en ocasiones por alguna presión superficial (por ejemplo cuando se presenta un brote).

Los fluidos están fuera de la TR, llamados fluidos de contrapresión, suministran cierta presión hidrostática que ayuda a disminuir la presión interna, entonces la presión interna efectiva será la presión interna menos la externa. La figura 2.6 muestra esta relación de presiones.

$$\text{Presión interna efectiva} = \text{Presión interna} - \text{Contrapresión}$$

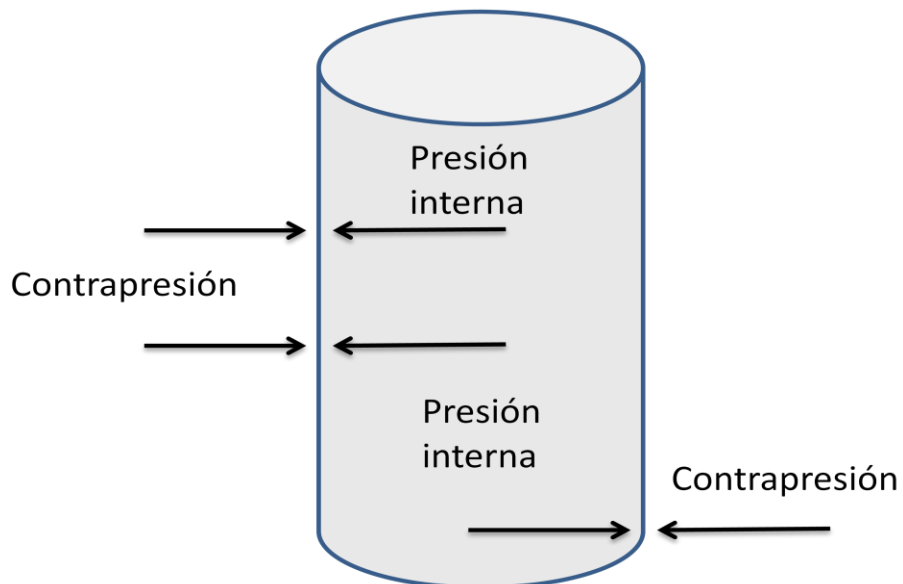


Figura 2.6 Relaciones de presión interna

Colapso

La presión de colapso es generada por la columna hidrostática de los fluidos que encuentran fuera de la TR que generalmente son lodo o cemento al momento que se someta la TR. Para consideraciones de diseño el nivel de los fluidos dentro de la TR (fluidos de contrapresión) que considera:

Que no hay fluido dentro de la TR, o sea, que está vacía

Que existe un cierto nivel como resultado de una pérdida total de circulación, la figura 2.7 para emplearse a dos situaciones. La presión de colapso efectiva que calcular de igual manera que la presión interna efectiva.

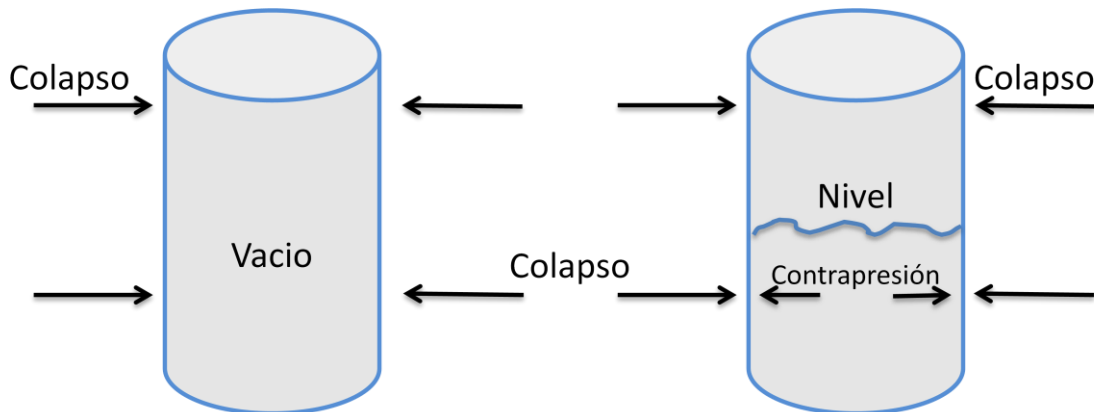


Figura 2.7 Esquema de colapso en tuberías

Tensión

Cada una de las secciones de TR deberá revisarse por tensión o compresión. Tal como se mencionó, la tensión o compresión tienen efectos significativos tanto para la resistencia al colapso como a la presión interna. Para lo cual se necesita la elipse de esfuerzos biaxiales para realizar las correcciones.

Los esfuerzos por tensión deben evaluarse en función del peso propio de la tubería y de las fuerzas de flotación. Como se ilustra en el siguiente ejemplo.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Ejemplo

Se tienen 5000 metros de TR de 9 5/8" compuesta por 2000 metros de grado Q125, pero 58.4 lb/pie y 3000 metros de grado P110, peso 53.3 lb/pie y la densidad del lodo es de 1.40 gr/cm³. Calcular los esfuerzos de tensión y compresión que actúan sobre la TR.

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING		FLUENCIA Kpsi												RESISTENCIA Kpsi							
		40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110	
		60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115	

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																			
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT	AREA		API								ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION							
		pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg		pulg	pulg ²	H40	J55	K55	N65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC
9 5/8	47.00	0.472	8.681	8.525		13.572	Colapso	psi				4,280	4,750	4,750	4,990	5,090	5,090	5,300	5,630	6,590	7,270	7,740	8,490	4,750	5,090	7,270	5,300
							Tensión	lbx1000				882	1,086	1,086	1,222	1,289	1,289	1,493	1,697	1,086	1,289	1,493	1,900	1,086	1,289	1,289	1,493
							P. Interna	psi				5,580	6,870	6,870	7,720	8,150	8,150	9,440	10,730	6,870	8,150	9,440	12,010	6,870	8,150	8,150	9,440
							P. Prueba	psi				5,100	6,300	6,300	7,100	7,500	7,500	8,600	9,800	6,300	7,500	8,600	10,000	6,300	7,500	7,500	8,600
	53.50	0.545	8.535	8.379	8.500	15.547	Colapso	psi				6,620	6,620	7,110	7,340	7,340	7,950	8,440	8,350	9,340	10,520	11,700	6,620	7,340	9,340	7,950	
							Tensión	lbx1000				1,244	1,244	1,399	1,477	1,477	1,710	1,943	1,244	1,477	1,710	2,177	1,244	1,477	1,477	1,710	
							P. Interna	psi				7,930	7,930	8,920	9,410	9,410	10,900	12,390	7,930	9,410	10,900	13,870	7,930	9,410	9,410	10,900	
							P. Prueba	psi				7,200	7,200	8,200	8,600	8,600	10,000	10,000	7,200	8,600	10,000	10,000	7,200	8,600	8,600	10,000	
	58.40	0.595	8.435	8.279	8.375	16.879	Colapso	psi				7,890	7,890	8,570	8,890	8,890	9,770	10,540	9,370	10,690	12,440	13,790	7,890	8,890	10,690	9,770	
							Tensión	lbx1000				1,350	1,350	1,519	1,604	1,604	1,857	2,110	1,350	1,604	1,857	2,363	1,350	1,604	1,604	1,857	
							P. Interna	psi				8,650	8,650	9,740	10,280	10,280	11,900	13,520	8,650	10,280	11,900	15,150	8,650	10,280	10,280	11,900	
							P. Prueba	psi				7,900	7,900	8,900	9,400	9,400	10,000	10,000	7,900	9,400	10,000	10,000	7,900	9,400	10,000	10,000	
	59.40	0.609	8.407	8.251		17.250	Colapso	psi							8,970		9,320		9,660	11,070	12,980	14,370	8,250	9,320	11,070	10,280	
							Tensión	lbx1000							1,552		1,639		1,380	1,639	1,897	2,415	1,380	1,639	1,639	1,897	
							P. Interna	psi							9,970		10,520		8,860	10,520	12,180	15,500	8,860	10,520	10,520	12,180	
							P. Prueba	psi							9,100		9,600		8,100	9,600	10,000	10,000	8,100	9,600	10,000	10,000	

Figura 2.8 Datos de ejemplo TR 9 5/8

1) Peso de la sarta en el aire

$$Peso = Longitud (pie) \times peso \text{ de la TR} (lb/pie)$$

$$2000 \times 3.28 \times 58.4 = 383,104$$

$$3000 \times 3.28 \times 53.3 = 524,472$$

$$Peso \text{ total} = 383,104 + 524,472 = 907,572 \text{ lb}$$

$$Peso \text{ en Kg} = 907,572 \times 0.45359 = 411620.2 \text{ kg} = 411.6 \text{ Ton}$$

** 3.28 es el factor de conversión de m a pie.

2) Fuerzas de flotación

$$F_f = Ph \times \frac{\pi}{4} (D_e^2 - D_i^2)$$

Donde

F_f = Fuerza de flotación

D_e = Diámetro externo

Ph = Presión hidrostática

D_i = Diámetro interno

Flotación hacia abajo

$$Ff1 = \frac{1.40 \times 3000 \times 14.22}{10} \times \frac{\pi}{4} (8.5^2 - 8.279^2)$$

$$Ff1 = 17,393 \text{ lb. hacia abajo}$$

Flotación hacia arriba

$$Ff2 = \frac{1.40 \times 5000 \times 14.22}{10} \times \frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.279^2)$$

$$Ff2 = 188,401 \text{ lb. hacia arriba}$$

** 14.22 es el factor de conversión de kg/cm^2 a psi

Fuerzas actuando hacia abajo

$$F_{\text{abajo}} = \text{Peso de TR} + Ff1$$

$$F_{\text{abajo}} = 907,576 + 17,383$$

$$F_{\text{abajo}} = 924,969 \text{ lb.}$$

Peso efectivo de la TR en el lodo

$$\text{Peso}_{\text{ef}} = \text{Fuerzas hacia abajo} - \text{Fuerzas hacia arriba}$$

$$\text{Peso}_{\text{ef}} = 924,969 - 188,401$$

$$\text{Peso}_{\text{ef}} = 736,568 \text{ lb.}$$

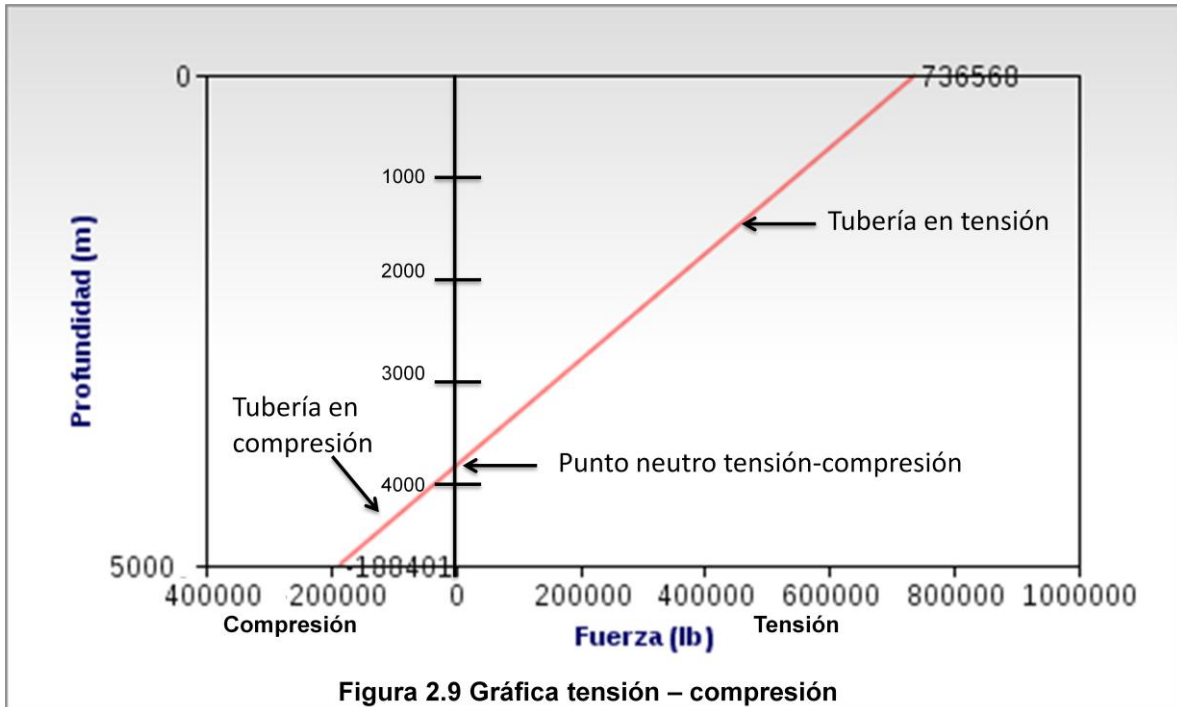
Longitud de tubería en compresión

$$\text{Long} = \frac{Ff2}{\text{Peso tubería}}$$

$$\text{Long} = \frac{188,401}{53.3} = 3534 \text{ pies}$$

$$\text{Long} = \frac{3534}{3.28} = 1077 \text{ m.}$$

Graficando los resultados anteriores se tienen:



Como se observa el punto con profundidad 0 tiene la tensión del punto con peso efectivo de la TR, mientras que el punto con profundidad máxima coincide con la fuerza de flotación hacia arriba. Esto nos determina el punto neutro de tensión.

Correcciones por esfuerzos biaxiales

Como se mencionó anteriormente, deberán efectuarse las correcciones por esfuerzos biaxiales tanto a la resistencia al colapso como a la presión interna. Esto se ejemplificará para su comprensión.

Ejemplo

Determinar el esfuerzo biaxial sobre la resistencia al colapso y a la presión interna para una TR de 10 3/4" hecha por 3000 m de grado P110, peso 65.7 lb/pie cuya resistencia al colapso es de 7,500 psi y una resistencia a la presión interna de 10,650 psi. La densidad del lodo es de 1.45 gr/cm³.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING		FLUENCIA Kpsi	40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110					
		RESISTENCIA Kpsi	60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115					
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																		
		ESP.	D.L.	DRIFT	DRIFT ALT.	AREA TRANS.		API					ALTO COLAPSO					RESISTENTE A LA CORROSION								
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110	
10.34	65.70	0.595	9.560	9.404		18.982	Colapso	psi					6,760	6,970	7,500	7,920		8,090	9,010	10,050	11,170		6,300	6,970	9,010	7,500
							Tensión	lbx1000					1,708	1,803	2,088	2,373		1,519	1,803	2,088	2,658		1,519	1,803	1,803	2,088
							P. Interna	psi					8,720	9,200	9,650	12,110		7,750	9,200	10,650	13,560		7,750	9,200	9,200	10,650
							P. Prueba	psi					8,000	8,400	9,700	10,000		7,100	8,400	9,700	9,700		7,100	8,400	8,400	9,700
	73.20	0.672	9.406	9.250		21.276	Colapso	psi					8,760	9,090				9,510	10,870	12,690	14,070		8,060	9,090	10,870	10,010
							Tensión	lbx1000					1,915	2,021				1,702	2,021	2,340	2,979		1,702	2,021	2,021	2,340
							P. Interna	psi					9,850	10,390				8,750	10,390	12,030	15,320		8,750	10,390	10,390	12,030
							P. Prueba	psi					9,000	9,500				8,000	9,500	10,000	10,000		8,000	9,500	9,500	10,000
	79.20	0.734	9.282	9.126		23.096	Colapso	psi					10,370	10,800				10,620	12,390	14,490	16,290		9,480	10,800	12,390	12,030
							Tensión	lbx1000					2,079	2,194				1,848	2,194	2,541	3,233		1,848	2,194	2,194	2,541
							P. Interna	psi					10,750	11,350				9,560	11,350	13,140	16,730		9,560	11,350	11,350	13,140
							P. Prueba	psi					9,800	10,000				8,700	10,000	10,000	10,000		8,700	10,000	10,000	10,000
	85.30	0.797	9.156	9.000		24.921	Colapso	psi					12,010	12,540									10,920	12,540	14,080	
							Tensión	lbx1000					2,243	2,367									1,994	2,367	2,741	
							P. Interna	psi					11,680	12,330									10,380	12,330	14,270	
							P. Prueba	psi					10,000	10,000									9,500	10,000	10,000	

Figura 2.10 Datos de ejemplo TR 10 3/4

1) Se prepara una gráfica de esfuerzos de tensión – compresión

a) peso de la TR en el aire

$$Peso = 3,000 \times 3.28 \times 65.7$$

$$Peso = 646,488 \text{ lb}$$

b) Fuerza de flotación

$$Ff = \frac{1.45 \times 3000 \times 14.22}{10} \times \frac{\pi}{4} (10.75^2 - 9.5^2)$$

$$Ff = 122,974 \text{ lb}$$

c) Peso en la TR en superficie

$$Peso_{ef} = 646,488 - 122,974$$

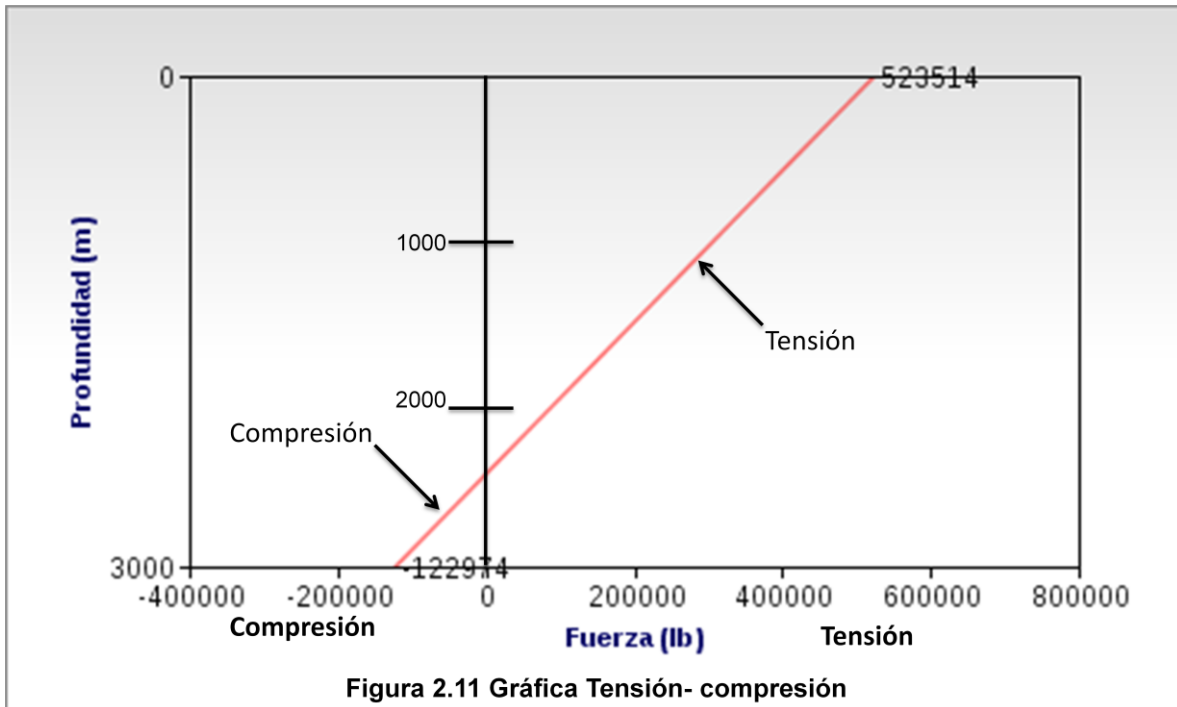
$$Peso_{ef} = 523,514 \text{ lb.}$$

d) Longitud de tubería en compresión

$$Long = \frac{122,974}{65.7}$$

$$Long = 1,872 \text{ pies}$$

$$Long = 570 \text{ m}$$



2) Se determinan los esfuerzos actuales de la tubería en el fondo y en la superficie.

$$\text{Esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza en la gráfica}}{\frac{\pi}{4}(D_e^2 - D_i^2)}$$

$$\text{Fondo} = \frac{-112,974}{\frac{\pi}{4}(10.75^2 - 9.5^2)}$$

$$\text{Fondo} = -6,185 \text{ Psi}$$

$$\text{Superficie} = \frac{523,514}{\frac{\pi}{4}(10.75^2 - 9.5^2)}$$

$$\text{Superficie} = +26,333 \text{ Psi}$$

3) Se determinan las relaciones de esfuerzo actual con la cedencia del tubo.

Considerando la cedencia en 100,000 psi

$$\text{Fondo} = \frac{6,185 \text{ Psi}}{100,000 \text{ Psi}} = 6.19\%$$

$$\text{Superficie} = \frac{26,333 \text{ Psi}}{100,000 \text{ Psi}} = 26.33\%$$

4) De la elipse de esfuerzos biaxiales se tiene que:

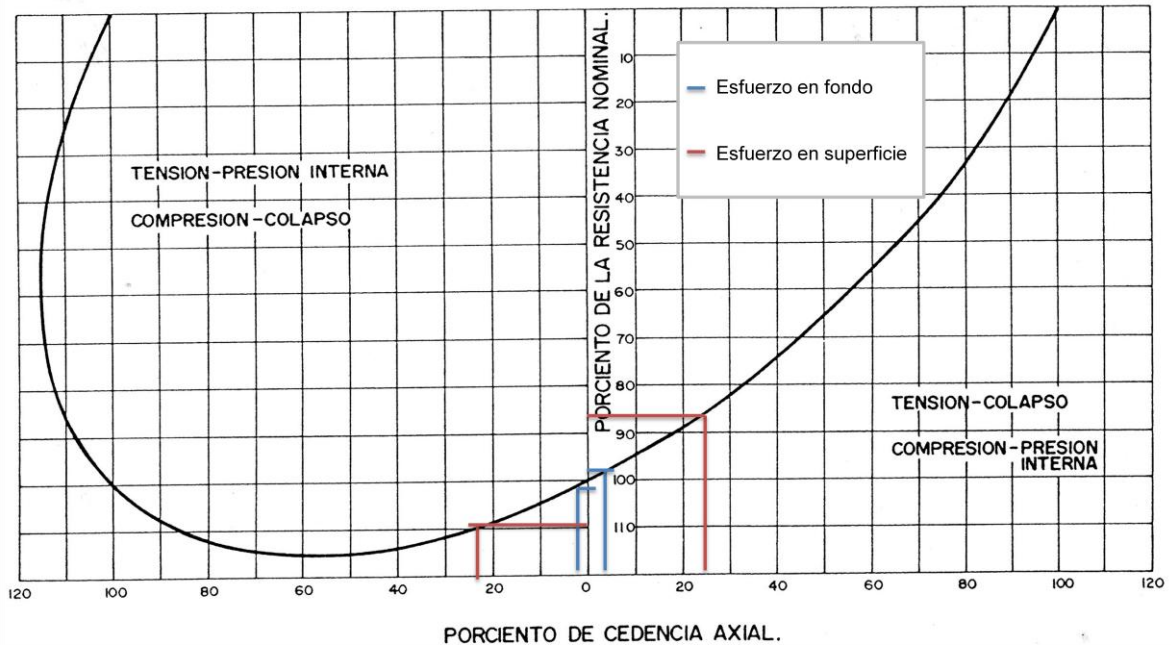


Figura 2.12 Gráfica de cálculo de esfuerzos biaxiales

Datos obtenidos:

Como el fondo se encuentra en compresión (como se muestra en la figura 2.11):

Colapso = 104%

Tensión = 96%

La superficie se encuentra en tensión:

Colapso = 85%

Tensión = 110%

a) Fondo.- Una relación de 6.19% da como resultado un incremento del 4% en el colapso y una disminución del 4% en la presión interna. Por lo tanto, la resistencia al colapso en el fondo:

$$RC = 7,500 \times 1.04 = 7,800 \text{ psi}$$

Y la resistencia a la presión interna será de:

$$RPI = \frac{10,650}{1.04} = 10,240 \text{ psi}$$

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

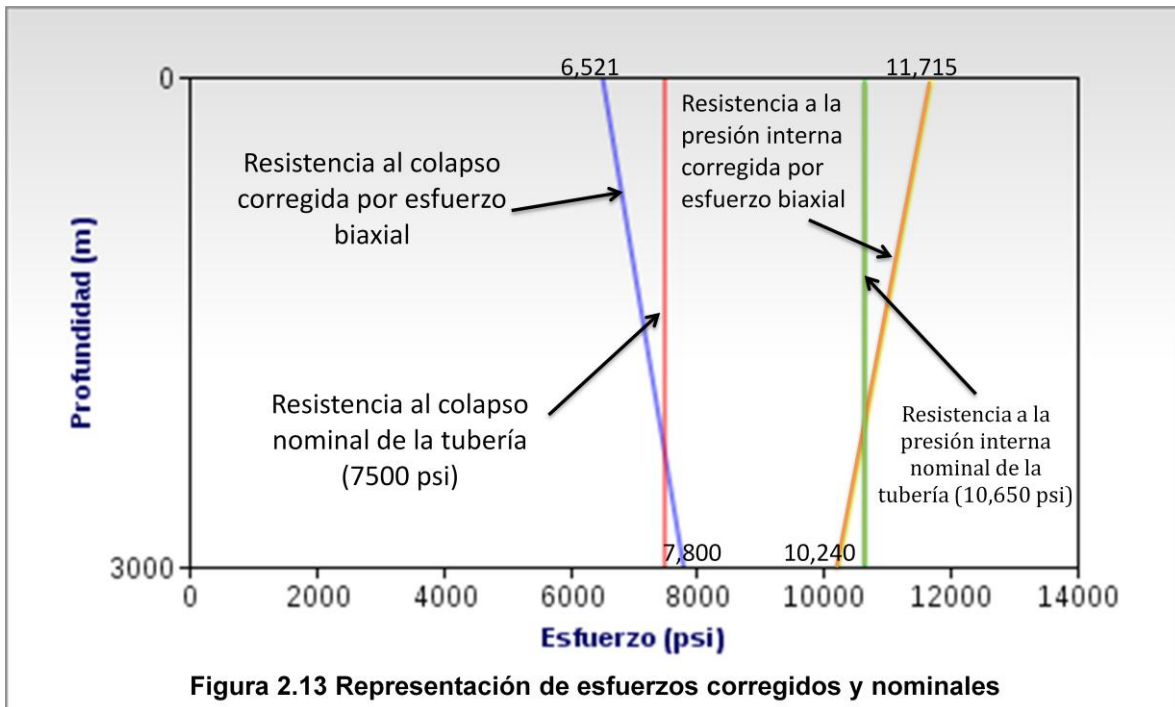
b) Superficie.- Una relación de 26.33% da como resultado un decremento del 15% en el colapso y un aumento del 10% en la presión interna. Por lo tanto, la resistencia al colapso será:

$$RC = \frac{7500}{1.15} = 6521 \text{ psi}$$

Y la resistencia a la presión interna será de:

$$RPI = 10,650 \times 1.10 = 11,715 \text{ psi}$$

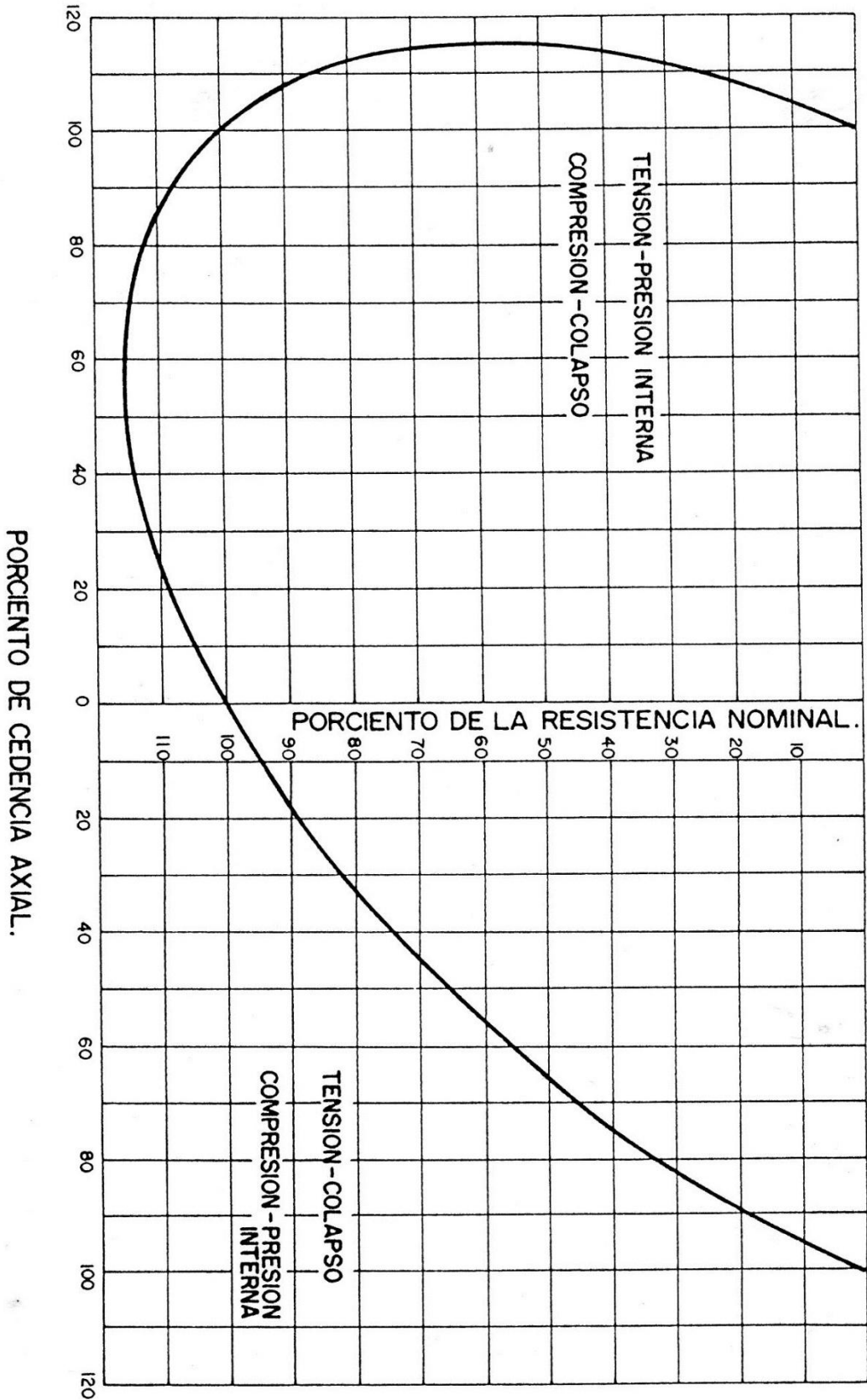
Y graficando estos datos se obtiene:



Cabe mencionar que cuando se elija o se cuente con una tubería que tenga una resistencia nominal mucho mayor a los esfuerzos que será sometida, el análisis de correcciones biaxiales puede eliminarse, sin embargo, si dichas resistencias están muy cercanas o por debajo de los esfuerzos, deberán realizarse dichas correcciones.

**Se anexa la gráfica de esfuerzos biaxiales.

ELIPSE DE ESFUERZOS BIAJIALES.



Capítulo 3. Optimización de la perforación

3.1 Hidráulica de perforación

El objetivo principal en el diseño del programa hidráulico es:

- Incrementar la velocidad de penetración, derivada de la efectiva limpieza en el fondo del agujero.
- Evitar o disminuir la erosión excesiva de las paredes del agujero y no provocar derrumbes o deslaves.
- Control en las pérdidas de presión en el sistema de circulación para evitar variaciones de presión en el agujero por la densidad equivalente de circulación, limitar la presión disponible en la barrena y los HP hidráulicos para la circulación.

Determinación de la hidráulica de perforación

En cuanto a la mecánica de perforación, el fluido tiene como función la limpieza del fondo del pozo y el acarreo de los recortes hasta la superficie.

La capacidad de remoción de los recortes por el fluido de perforación, se da en función de la presión a la salida de las toberas y del gasto de circulación. Estos parámetros se ligan al concepto de potencia hidráulica.

Cuando la potencia hidráulica, producto de presión por gasto, es la máxima, la capacidad de remoción de recortes será óptima.

El gasto será proporcional a la velocidad del fluido de perforación a la salida de las toberas; por otra parte, la presión representa la energía necesaria para impulsar la masa de fluido contra el fondo del pozo.

Por lo tanto, debe hacerse el cálculo hidráulico del circuito de fluido de perforación, para así poder definir el diámetro óptimo de las toberas; esto es, aquél que dé lugar a la máxima potencia hidráulica del flujo del fluido de perforación a la salida de las toberas.

En la planeación de la hidráulica se deben conocer al menos los siguientes parámetros: el estado mecánico del pozo, diámetro y características de la sarta de perforación, información de las etapas de perforación anterior y actual, diámetro y características de la barrena, y reología del fluido de perforación. Otros aspectos como el ritmo de penetración, desgaste de la barrena, costos de operación, problemas de erosión de las paredes del agujero, y condiciones del lodo de perforación también deben ser tomados en cuenta. El diseño tradicional del programa hidráulico se basa en la optimización de la limpieza del agujero en el fondo.

.Optimización de las toberas

Cuando se aumenta indiscriminadamente la potencia de la bomba, el gasto crecerá; y por lo tanto, incrementarán las caídas de presión en el sistema. Es decir, aumenta la potencia destinada para vencer la resistencia por circulación en todo el sistema sin mejorar en forma significativa la potencia hidráulica en la barrena. Esto significa que la optimización de la potencia hidráulica en la barrena se obtiene no necesariamente aumentando la potencia de la bomba sino por medio de la selección adecuada del diámetro de las toberas.

Limpieza del pozo

El flujo del fluido de perforación en el espacio anular debe cumplir entre otros con los siguientes objetivos: dar estabilidad al agujero, proveer un enjarre adecuado para prevenir pérdidas de fluido por filtrados excesivos, proveer la suficiente presión hidrostática para contener la entrada de fluidos al pozo, y la remoción eficiente de los recortes de la formación.

Metodología para el diseño de la hidráulica de perforación

Basándonos en la “*Guía de Diseño Práctico para la Hidráulica en la perforación de pozos petroleros*” de PEMEX explicaremos la metodología práctica para el diseño de la hidráulica; esta consta de los siguientes pasos:

1. Determinar el gasto máximo de flujo
2. Determinar el Modelo reológico
3. Determinar el gasto mínimo de flujo
4. Determinar las caídas de presión por fricción
5. Limpieza del pozo

Determinación del gasto máximo de flujo.

Es el gasto máximo disponible que la bomba puede desarrollar dentro de su límite máximo de presión.

$$Q_{max} = \frac{1714 \times HPS_{max}}{PS_{max}} \times E_v$$

Donde:

HPS_{max} = máxima potencia superficial disponible.

E_v = eficiencia de la bomba.

Q_{max} = gasto máximo disponible.

PS_{max} = límite máximo de presión.

Determinación del Modelo reológico

Para la determinación del modelo reológico a utilizar es necesario caracterizar el fluido de perforación. Las lecturas obtenidas del viscosímetro Fann se grafican en escalas lineales y logarítmicas. Si los datos graficados en escala logarítmica muestran una línea recta, indican que el fluido se comporta de acuerdo al modelo de Ley de Potencias. Si los datos graficados en escala lineal muestran una línea recta, indican que el fluido se apega al modelo de Plásticos de Bingham.

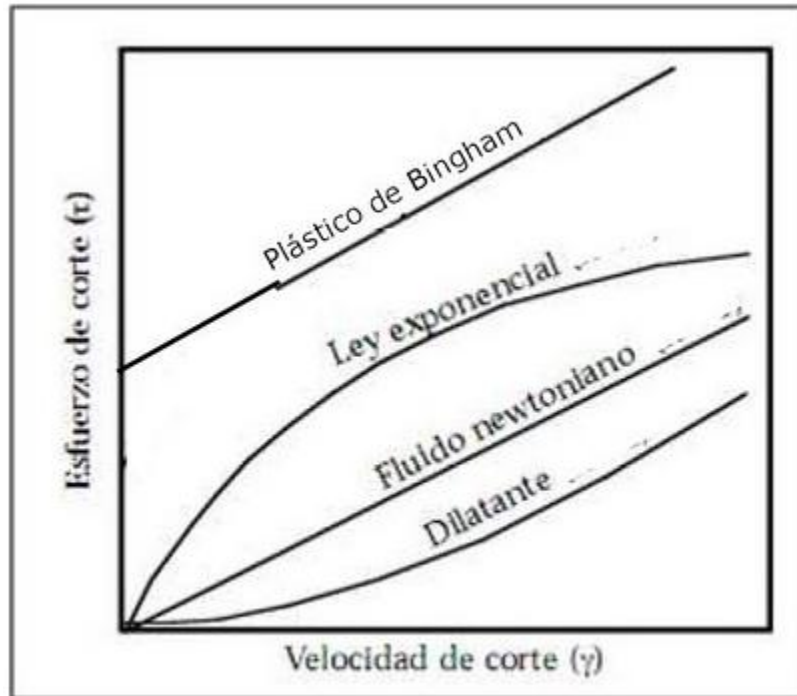


Figura 3.1 Curvas de los tipos de modelos reológicos

Determinación del gasto mínimo de flujo

Es el gasto mínimo necesario para levantar los recortes a la superficie y se obtiene de acuerdo con la siguiente metodología.

→ Se estima un gasto inicial utilizando la siguiente expresión empírica que relaciona el diámetro de la barrena y el gasto.

$$Q_i = D_b \times 40$$

Donde:

Q_i = Gasto inicial, gpm (galones por minuto)

D_b = Diámetro de la barrena, pg

Donde el factor 40 (gal/(min-pg)) corresponde a un gasto adecuado para un ritmo de penetración cercano o mayor a 4.5 m/hr.

→ La velocidad del fluido en el espacio anular para este gasto es la siguiente:

$$v_a = 24.51 \times \frac{Q_i}{(D_a^2 - D_e^2)}$$

Donde:

V_a = velocidad del fluido en el espacio anular, pie/min

D_a = diámetro del agujero, pg

D_e = diámetro exterior de la TP de trabajo, pg

→ Se calcula una viscosidad aparente, μ_a , de acuerdo con el modelo reológico seleccionado.

Para un fluido plástico de Bingham, la viscosidad aparente se calcula con la siguiente ecuación:

$$\mu_a = \mu_p + 300 \times \frac{\tau_y d_p}{v_a}$$

Donde:

μ_a = viscosidad aparente en el espacio anular, cp

μ_p = viscosidad plástica, cp

τ_y = punto de cedencia, lb/100 pie²

d_p = diámetro del recorte, pg

v_a = velocidad anular, pie/min

Para un fluido Ley de Potencias, la viscosidad aparente se calcula con la ecuación:

$$\mu_a = \frac{K}{144} \times \left(\frac{D_a - D_e}{v_a/60} \right)^{1-n} \times \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n$$

Donde:

K = Índice de consistencia, cp equivalentes

n = Índice de comportamiento del fluido, adimensional

En condiciones normales la velocidad de asentamiento de recortes se calcula estrictamente mediante un método iterativo. Para simplificar esto y eliminar el método iterativo, aquí se define un régimen de flujo de transición para la velocidad de asentamiento de la partícula y se calcula con la siguiente ecuación:

$$v_{sl} = \frac{341 \times d_p \times (\rho_p - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \mu_a^{0.333}}$$

Donde:

V_{sl} = velocidad de asentamiento de la partícula, pie/min

d_p = diámetro promedio del recorte, pg

μ_a = viscosidad aparente en el espacio anular, cp

ρ_p = densidad del recorte, gr/cm³

ρ_f = densidad del fluido, gr/cm³

Finalmente, esta es la velocidad anular mínima necesaria para levantar los recortes.

El gasto mínimo se obtiene con la siguiente ecuación.

$$Q_{min} = \frac{v_a|_{min} \times (D_a^2 - D_e^2)}{24.51}$$

** $V_a|_{min} = V_{sl}$

Determinación de las caídas de presión por fricción en cada componente del sistema.

→ Pérdida de presión por fricción en el equipo superficial

$$\Delta P_{eq} = 8.3454 \times C \times \rho_f \left(\frac{Q}{100}\right)^{1.86}$$

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Donde

ΔP_{eq} = pérdida de presión por fricción en el equipo sup, psi

Q= gasto de flujo de operación, gpm

C = factor equipo superficial, adimensional

** C es un factor que depende del tipo de equipo superficial descrito en la Tabla 3.1. Los valores de **C** se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.1 Tipos y características del equipo de superficie

Componente	Tipo I		Tipo II		Tipo III		Tipo IV	
	Long m	DI pg	Long m	DI pg	Long m	DI pg	Long m	DI pg
Tubería vertical	12	3	12	3 ½	13.7	4	13.7	4
Manguera	13.7	2	16.7	2 ½	16.7	3	16.7	3
Unión giratoria	1.2	2	1.6	2 ½	1.6	2 ½	1.8	3
Flecha	12	2 ¼	12	3 ¼	12	3 ¼	12	4

Tabla 3.2 Factor C para los diferentes tipos de equipo superficial

Tipo de equipo de superficie	C
I	1.00
II	0.36
III	0.22
IV	0.15

→ Pérdida de presión por fricción en el espacio anular

$$\Delta P_{ea} = \frac{f \times \rho_f \times v_a^2 \times L}{3404 \times (D_a - D_e)}$$

Donde:

ΔP_{ea} = pérdida de presión por fricción en el EA, psi

f = factor de fricción, adimensional

ρ_f = densidad del fluido, gr/cm³

L = longitud de tubería, m

v_a = velocidad de flujo en el EA, pie/min

D_a = diámetro de agujero, pg

D_e = diámetro exterior de tp, pg

→ Pérdida de presión por fricción en la tubería de perforación

$$\Delta P_{tp} = \frac{f \times \rho_f \times v^2 \times L}{3404 \times D_i}$$

Donde:

ΔP_{tp} = pérdida de presión por fricción en la tubería, psi

f = factor de fricción, adimensional

ρ_f = densidad del fluido, gr/cm³

v = velocidad de flujo en tp, p/min

L = longitud de tubería, m

D_i = diámetro interior tp, pg

→ Pérdida de presión por fricción en la barrera

$$\Delta P_b = \frac{Q^2 \times \rho_f}{1303 \times A_t^2}$$

Donde:

ΔP_b = pérdida de presión por fricción en la barrena, psi

P_f = densidad del fluido, gr/cm³

Q = gasto de flujo de operación, gpm

A_t = área de tobera, pg²

Limpieza del pozo

→ Determinación de la capacidad de acarreo de recortes.

Se define la capacidad de acarreo de recortes como el transporte desde el fondo hasta la superficie de las partículas generadas por la barrena. Se calcula con la siguiente expresión:

$$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{v_a}$$

Donde:

F_T = capacidad de acarreo de recortes, en porcentaje (%)

v_a = velocidad de flujo en el espacio anular, pie/min

v_{sl} = velocidad de asentamiento de recortes, pie/min

Se califica como una limpieza eficiente del pozo cuando la capacidad de acarreo de recortes es mayor que 0.6 y tiende a uno.

→ Determinación de la densidad equivalente de circulación

La presión total ejercida en el fondo del pozo en condiciones dinámicas, es igual a la suma de la presión hidrostática más la caída de presión por fricción en el espacio anular.

$$P_{fondo} = P_h + \Delta P_{ea}$$

Es común expresar la presión de fondo en términos de densidad equivalente de circulación (DCE). Esta se puede expresar de dos maneras:

a) DCE sin considerar los recortes:

$$DCE = \rho_f + \frac{0.704 \times \sum \Delta P_{ea}}{H}$$

Donde:

DCE = densidad equivalente de circulación, gr/cm³

ρ = densidad del fluido, gr/cm³

$\sum \Delta P$ = suma de las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular, psi

H = profundidad vertical, m

b) DCE considerando los recortes:

$$DCE = \rho_f + \frac{0.704 \times \sum \Delta P_{ea}}{H} + \frac{0.168 \times D_b^2 \times rop \times (\rho_p - \rho_f)}{Q}$$

Donde:

D_b = diámetro de barrena, pg

rop = velocidad de penetración, m/min

ρ_p = densidad del recorte, gr/cc

ρ_f = densidad del fluido, gr/cc

Q = gasto de flujo de operación, gpm

Optimización de la hidráulica de perforación

Los métodos de optimización de la hidráulica consisten en determinar la caída de presión en la barrena de tal forma que la energía generada por el equipo de bombeo en superficie sea transmitida óptimamente hasta el fondo del pozo para su correcta limpieza. Esta caída de presión óptima es obtenida determinando el tamaño de las toberas en la barrena. Los dos métodos de optimización aceptados y comúnmente utilizados son:

- a) máxima potencia hidráulica en la barrena
- b) máxima fuerza de impacto del chorro de lodo en el fondo del pozo.

Máxima potencia hidráulica en la barrena

Este modelo asume que la velocidad de penetración de la barrena puede incrementarse con la potencia hidráulica, ya que los recortes son removidos tan rápido como se generan. Sin embargo, se alcanza el punto donde el incremento en la potencia hidráulica ya no se refleja en un aumento en el avance de la penetración. El criterio aplicado en este método de optimización consiste en calcular el diámetro de las toberas óptimo para obtener la máxima potencia hidráulica en la barrena.

→ La presión disponible en la barrena, es igual a la presión superficial menos las pérdidas de presión por fricción en el sistema hidráulico exceptuando en la barrena. Este último término es conocido como pérdidas de presión parásitas.

$$P_b = P_{smax} - \Delta P_p$$

$$\Delta P_p = \Delta P_{eq} + \Delta P_{tp} + \Delta P_{ea}$$

Donde:

P_b = presión disponible en la barrena, psi

P_{smax} = presión superficial máxima, psi

ΔP_p = pérdida de presión parásita, psi

La máxima potencia hidráulica se obtiene cuando la relación entre las pérdidas de presión parásitas óptima y la presión superficial iguala $[1 / (m + 1)]$.

$$\frac{\Delta P_{(p|opt)}}{P_{smax}} = \left[\frac{1}{m + 1} \right]$$

Donde:

$\Delta P_{(p|opt)}$ = pérdida de presión parásita óptima, psi

P_{smax} = presión superficial máxima, psi

m = valor de la pendiente al evaluar ΔP , adimensional

Para efectos de la planeación de la hidráulica del pozo, se toma un valor de $m=1.75$, valor aplicable para un régimen de flujo turbulento como el que existe en la barrena. Este valor de m obedece a la relación $\Delta p_p \propto Q^m$, donde $m = 1.75$.

De acuerdo a lo anterior, se obtienen las siguientes relaciones:

$$\Delta P_{(p|opt)} = 0.36 \times P_{smax}$$

y

$$\Delta P_{(b|opt)} = 0.64 \times P_{smax}$$

Esto indica que el 64 % de la presión de bombeo en superficie es transmitida a la barrena.

→ Gasto de flujo óptimo.

En condiciones reales de operación, la determinación del valor m se obtiene de graficar en escala logarítmica dos valores de referencia de gastos de bombeo (Q_1, Q_2) con sus correspondientes presiones parásitas ($\Delta P_{p1}, \Delta P_{p2}$). La pendiente de la recta corresponde al valor de m , y se determina a partir de la siguiente expresión:

$$m = \frac{\text{Log}\left(\frac{\Delta P_{p1}}{\Delta P_{p2}}\right)}{\text{Log}\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)}$$

Donde:

Q_1, Q_2 = valores de gasto al evaluar ΔP , gpm

ΔP_p = pérdida de presión parásita, psi

Entonces el gasto óptimo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{opt} = \left[\frac{\Delta P_{(p|opt)}}{P_{smax}} \right]^{\frac{1}{m}} \times Q_1$$

Donde:

Q_{opt} = gasto óptimo, gpm

$\Delta P_{(p|opt)}$ = pérdida de presión parásita óptima, psi

P_{smax} = presión superficial máxima, psi

m = valor de la pendiente al evaluar ΔP , adimensional

Q = gasto de flujo de operación, gpm

→ Área óptima de las toberas.

$$A_{t\ opt} = \sqrt{\frac{\rho_f \times Q_{opt}^2}{1303 \times \Delta P_{(b|opt)}}$$

Donde:

$A_{t\ opt}$ = área de tobera óptima, pg^2

$\Delta P_{(p|opt)}$ = pérdida de presión parásita óptima, psi

Q_{opt} = gasto óptimo, gpm

ρ_f = densidad del fluido, gr/cm^3

→ Seleccionar la combinación de toberas con área de flujo igual o mayor a la determinada. Para una barrena con N número de toberas, el diámetro de las toberas, en 32^{avos} , se obtiene con la ecuación:

$$D_t = 32 \times \sqrt{\frac{A_{t\ opt}}{0.7854 \times N}}$$

Donde:

D_t = diámetro de tobera, pg

$A_{t\ opt}$ = área de tobera óptima, pg^2

N = número de toberas

→ Máxima potencia hidráulica en la barrena.

$$HP_b = \frac{\Delta P_{(b|opt)} \times Q_{opt}}{1714}$$

Donde:

HP_b = máxima potencia hidráulica en la barrena, HP

$\Delta P_{(p|opt)}$ = pérdida de presión parásita óptima, psi

Q_{opt} = gasto óptimo, gpm

Máxima fuerza de impacto

Este modelo considera que la remoción de los recortes depende de la fuerza con la cual el fluido golpea o se impacta contra el fondo del pozo. La fuerza de impacto se define como la fuerza que imparte el fluido a la formación. Se seleccionan los diámetros de toberas de tal forma que la fuerza de impacto hidráulico sea máxima en la barrena, en términos generales, cuando las caídas de presión son del 47 % de la presión de bombeo

→ Se calcula la presión disponible en la barrena.

$$P_b = P_{smax} - \Delta P_p$$

Donde:

P_b = presión disponible en la barrena, psi

P_{smax} = presión superficial máxima, psi

ΔP_p = pérdida de presión parásita, psi

→ La máxima potencia hidráulica se obtiene cuando la relación entre las pérdidas de presión parásitas óptima y la presión superficial iguala $[2 / (m + 2)]$.

$$\frac{\Delta P_{(p|opt)}}{P_{smax}} = \left[\frac{2}{m + 2} \right]$$

Donde:

$\Delta P_{(p|opt)}$ = pérdida de presión parásita óptima, psi

P_{smax} = presión superficial máxima, psi

m = valor de la pendiente al evaluar ΔP , adimensional

Para un valor de $m=1.75$, se obtiene:

$$\Delta P_{(p|opt)} = 0.53 \times P_{smax}$$

y

$$\Delta P_{(p|opt)} = 0.47 \times P_{smax}$$

Esto indica que el 47 % de la presión de bombeo en superficie es transmitida a la barrena.

→ El gasto óptimo de flujo y el área óptima de toberas se obtienen con las mismas formulas del otro método de optimización.

→ Máxima fuerza de impacto hidráulico en la barrena:

$$F_b = \sqrt{\frac{\Delta P_{(p|opt)} \times Q_{opt}^2}{361}}$$

Donde:

F_b = máxima fuerza impacto hidráulico en la barrena, lb-f

$\Delta P_{(p|opt)}$ = pérdida de presión parásita óptima, psi

Q_{opt} = gasto óptimo, gpm

3.2 Velocidad de penetración

Durante varias décadas, la industria petrolera consideró a la perforación de pozos como un “arte”, no como una “ingeniería”.

En los inicios de la perforación de pozos petroleros, tal aseveración pudo haber sido hasta cierto punto cierta. Sin embargo, desde los años 20 hasta los 40, la tecnología de perforación tuvo un importante periodo de desarrollo.

Actualmente no se puede concebir la perforación de pozos sin un diseño y planeación previos a su realización en los que se vean involucradas gran cantidad de tecnologías en un proceso avanzado. Afirmándose que la perforación ha evolucionado hasta convertirse en una verdadera ingeniería.

Lo anterior no significa necesariamente que el arte involucrado en la perforación haya dejado de existir, sino más bien se ha conjuntado con las diferentes disciplinas de la ingeniería.

Generalmente, las prácticas y procedimientos de planeación y perforación de un pozo están determinados, entre otros aspectos, por las prácticas comunes del área, experiencia y políticas de la empresa.

La seguridad del pozo, que incluye tanto al personal como a las instalaciones y al medio ambiente, es un factor de primordial importancia, por no decir que es el factor principal. A continuación se planearán aquellas variables que afectan a la velocidad de perforación, debido a que este es el factor que mayor influencia tiene sobre los costos, aun cuando no significa que a mayor velocidad de penetración se tenga menor costo en la perforación.

Peso sobre barrena

Teóricamente, de todos los factores, el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación son los factores que se pueden alterar o modificar más fácilmente, por lo que algunas veces son considerados entre los más importantes en la perforación de cualquier tipo de formación.

Prácticamente en todas las áreas, la velocidad de penetración está gobernada por el peso sobre la barrena y/o la velocidad de rotación. Por supuesto que en la aplicación de estos dos factores existen limitaciones y están relacionadas a la capacidad del equipo, potencia hidráulica disponible, desviaciones del pozo o del agujero, falla estructural de la sarta de perforación, etcétera.

El efecto del peso ejercido en la barrena y la velocidad de rotación son aspectos que han sido muy estudiados en los laboratorios y comprobados con pruebas de campo (pruebas de perforabilidad); pero aún existen dudas acerca de la correcta

optimización de estos parámetros. Esto se debe principalmente a su efecto sobre el desgaste de los dientes de la barrena y a lo complejo del proceso de perforación.

El efecto del peso sobre la velocidad de penetración está muy bien entendido y demostrado. Pruebas de laboratorio y campo han demostrado que la velocidad varía en proporción directa con el peso de la barrena, siempre que se tenga una limpieza eficiente del fondo del pozo, de la barrena y que todos los demás factores se mantengan constantes, como se aprecia en la figura 3.2.

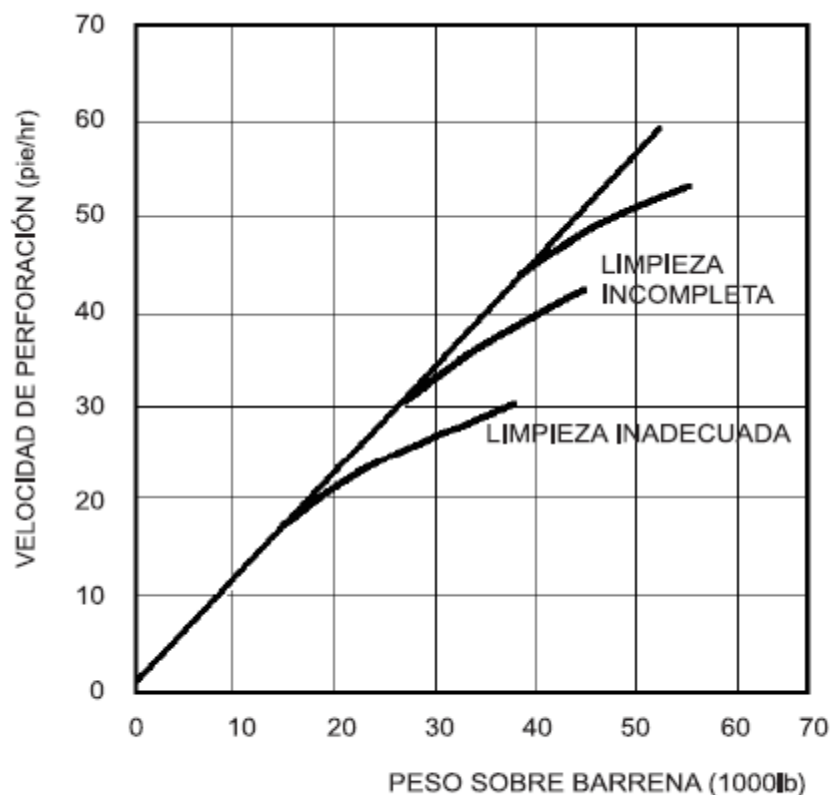


Figura 3.2 Peso sobre la barrena contra la velocidad de perforación

Velocidad de rotación

La velocidad de rotación es la velocidad a la cual la mesa rotatoria o el top-drive hacen girar la sarta de perforación y esta a su vez la barrena. La velocidad de rotación se expresa normalmente en revoluciones por minuto (RPM).

El efecto de la velocidad de rotación sobre la velocidad de penetración no está tan bien definido como el efecto del peso sobre la barrena. Sin embargo, el ritmo de perforación se incrementa a medida que la velocidad de rotación se incrementa.

Nótese en la figura 3.3 que las formaciones suaves la velocidad de penetración es directamente proporcional a la velocidad de rotación; es decir, existe una relación lineal entre ambas. En formaciones duras, la relación entre la velocidad de penetración y la velocidad de rotación de la barrena está mejor definida por una relación de tipo exponencial.

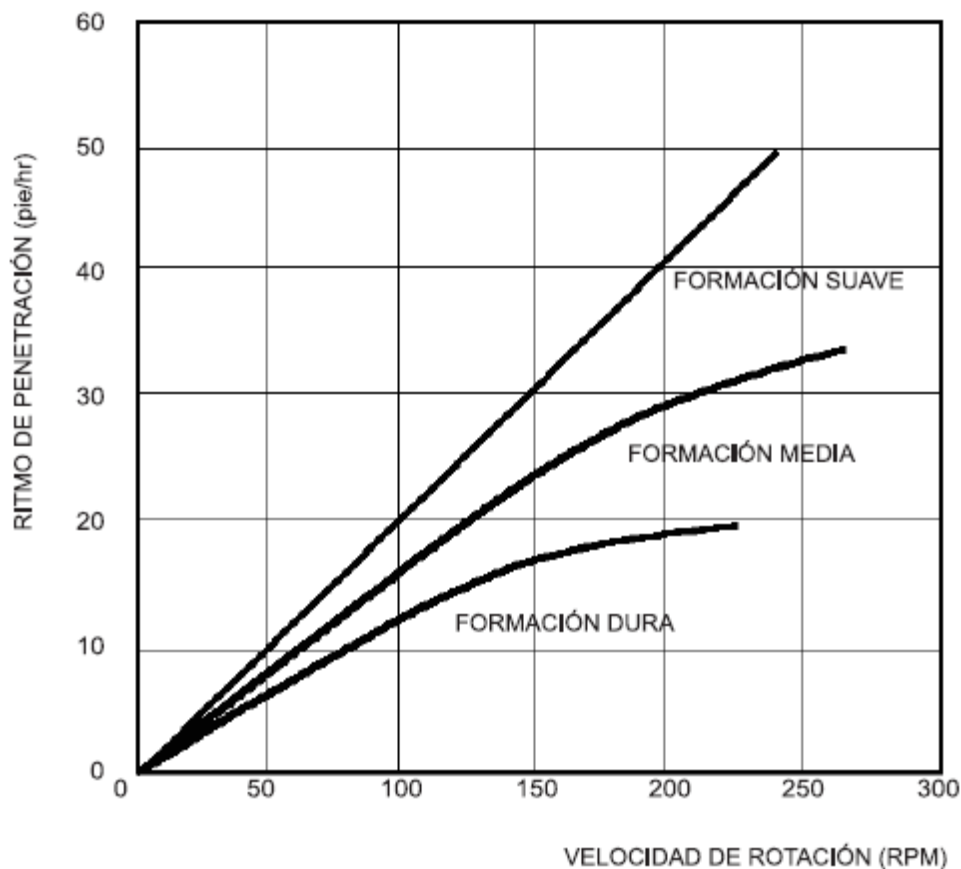


Figura 3.3 Efecto de la velocidad de rotación sobre el ritmo de penetración.

Por este motivo, cuando se perforan formaciones duras no deberán emplearse altas velocidades de rotación (superiores a 150 rpm), aun cuando se trate de formaciones medias; ya que la velocidad de penetración tiende a reducirse rápidamente a valores elevados de velocidad de rotación.

Propiedades del fluido de perforación

El fluido de perforación es considerado el factor simple más importante que afecta la velocidad de penetración; de aquí que para un área en particular la selección apropiada, diseño y mantenimiento de las propiedades del fluido de perforación permitirá el empleo de una hidráulica óptima para obtener una limpieza eficiente tanto de la barrena como del fondo del pozo; así como la definición óptima de la relación peso sobre la barrena-velocidad de rotación, a fin de lograr velocidades de penetración adecuadas.

Los fluidos de perforación se diseñan y seleccionan de acuerdo con las características de la formación a perforar. Deben cumplirse al menos una o varias de las siguientes funciones:

- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación
- Remover los recortes del fondo del agujero
- Transportar los recortes del fondo del agujero
- Minimizar el daño a la formación
- Controlar las presiones de formación
- Mantener la estabilidad del agujero
- Permitir las operaciones de toma de registros
- Minimizar la corrosión de las sarta de tuberías
- Minimizar los problemas de contaminación e impacto ambiental
- Reducir la torsión, fricción y tendencias de pegaduras de las tuberías.
- Incrementar la velocidad de perforación

Estas funciones son realizadas por el fluido mediante sus propiedades físicas, químicas o fisicoquímicas,

Efectos combinados

Se ha establecido que un incremento en el peso sobre la barrena y/o la velocidad de rotación producen un incremento en la velocidad de penetración.

El peso sobre la barrena y la velocidad de rotación son dos parámetros interrelacionados, por los que un incremento en cualquiera de las dos variables requiere normalmente de una disminución en la otra para obtener una operación económica. Por lo tanto, estos dos parámetros deberán ser discutidos en forma conjunta.

El incremento en el nivel de energía mecánica sobre la barrena (incremento en el peso sobre barrenas y/o velocidad de rotación) dará como resultado un aumento de la velocidad de penetración; siempre y cuando exista la energía hidráulica apropiada para lograr una limpieza eficiente del fondo del pozo, como se muestra en la figura 3.4. Por otro lado, un incremento en el nivel de energía mecánica tendrá efectos negativos sobre la velocidad de penetración, ya que ello origina un desgaste acelerado o prematuro de la estructura de corte y rodamientos de la barrena.

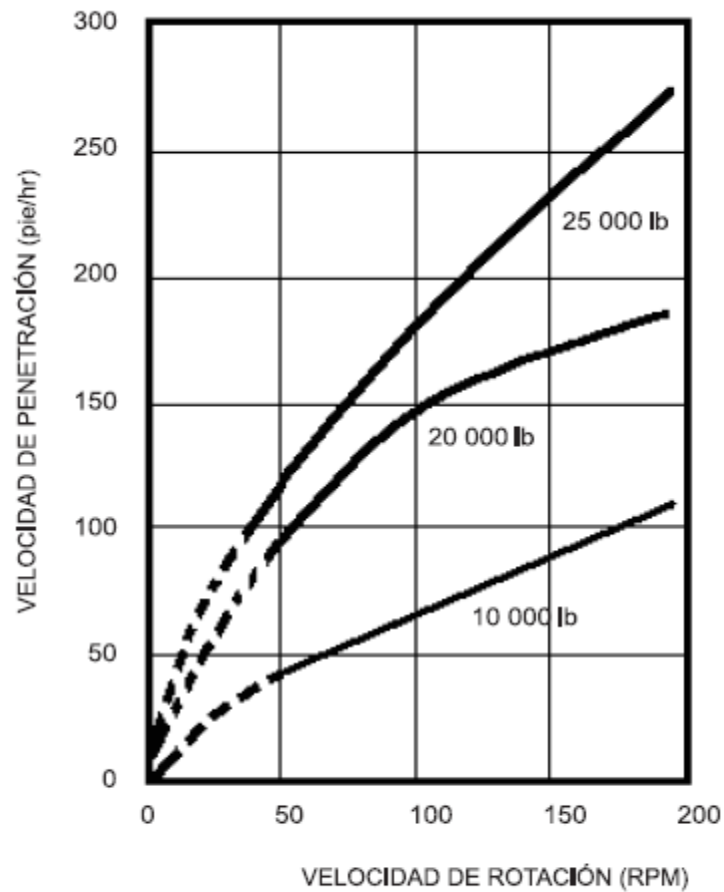


Figura 3.4 Velocidad de penetración contra velocidad de perforación para diferentes pesos de barrena.

Capítulo 4. Diseño de lechadas de cemento y operaciones de cementación de pozos

El cemento es una mezcla compleja de caliza u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio, sílice, fierro y arcilla, molidos y calcinados, que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido. Esta mezcla de ingredientes se muele, se calcina en hornos horizontales con corriente de aire y se convierte en clinker, el cual contiene todos los componentes del cemento, excepto el sulfato de calcio, que se le agrega como ingrediente final.

Los componentes que forman el cemento son óxidos superiores de oxidación lenta. Esto significa que terminan su grado de oxidación al estar en contacto con el aire al enfriarse.

De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad. Es el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos.

Algunos cementos Portland son de fabricación especial, debido a que las condiciones de los pozos difieren significativamente entre sí al variar su profundidad. Y en casos especiales o problemas específicos se utilizan otro tipo de cementos, pero estos son de menor uso.

El cemento Portland es, además, el ejemplo más común de cemento hidráulico: fragua y desarrolla resistencias a la compresión como resultado de la hidratación, en la cual intervienen reacciones químicas entre el agua y los componentes del cemento

El fraguado y endurecimiento no solo ocurre si la mezcla se mantiene estática al aire, también se presenta si la mezcla se coloca en agua. El desarrollo de resistencia es predecible, uniforme y relativamente rápido.

El cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es insoluble en agua, de tal forma que expuesto a esta no pierde sus propiedades. Estos atributos son esenciales para que un cemento obtenga y mantenga el aislamiento entre las zonas del subsuelo.

4.1 Preparación de la lechada de cemento

Propiedades físicas del cemento

Los cementos de clasificación API (*American Petroleum Institute; Instituto Americano del petróleo en español*) Tienen propiedades físicas específicas para cada clase de cemento, mismas que básicamente definen sus características:

Las principales propiedades físicas de los cementos son:

→ *Gravedad específica*

Simbolizada como G_e es el peso por unidad de volumen, sin tomar en consideración otros materiales, como son aire o agua; es decir, el peso de los granos de cemento únicamente; se expresa en gr/cm^3 , kg/lt o ton/m^3 .

→ *Peso volumétrico*

Denotado con P_v es el volumen por unidad de masa. Este ya considera el aire que se encuentra entre los granos de cemento; sus unidades son gr/cm^3 , kg/lt o ton/m^3 .

→ *Fineza de los granos de cemento*

También conocido como *Blaine*, Indica el tamaño de los granos del cemento. Su mayor influencia se da sobre el requerimiento de agua para la preparación de la lechada. Esta característica es un factor determinante, pero no único, para clasificar cada cemento. Las unidades en que se representa son cm^2/gr , m^2/kg . Representa el área expuesta al contacto con el agua y se determina como una función de permeabilidad al aire.

→ *Distribución del tamaño de partícula*

Indica la eficiencia con la que se llevo a cabo la selección, la molienda y el resto del proceso de fabricación sobre la homogeneización de los materiales crudos molidos.

→ *Tamaño promedio de las partículas*

Es el tamaño que ocupa el 50% de un peso determinado de cemento, dentro de la gama de tamaños de grano que integran el cemento

→ *Requerimientos de agua normal*

Es el agua necesaria para la lechada únicamente con cemento. Debe dar 11 Uc a los 20 minutos de agitarse en el consistometro de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento de agua por peso de cemento.

→ *Requerimiento de agua mínima*

Es el agua necesaria para la lechada de cemento. Debe dar 30 Uc a los 20 minutos de agitarse en el consistometro de presión a temperatura ambiente; su unidad es por ciento de agua por peso de cemento.

→ *Densidad de la lechada*

Es el peso de la mezcla del cemento con agua y está en función de la relación de agua a emplear. Se expresa en gr/cm^3 , kg/lit o ton/m^3 .

→ *Ángulo de talud natural del cemento*

Es el ángulo que forma el material que forma el material granulado cuando se deposita en una superficie horizontal; sirve para el diseño de la planta dosificadora de cemento y para recipientes a presión.

Manufactura y clasificación de cemento

Como ya se explico en la introducción, el cemento es una mezcla compleja de caliza u otros materiales que se muelen y calcinan en hornos para formar una mezcla llamada clinker.

Los materiales crudos se muelen y mezclan vigorosamente, así se obtiene una mezcla homogénea en proporciones requeridas, para lograrlo existen dos procesos: Húmedo y seco. El proceso de fabricación del cemento Portland se muestra en la figura 4.1.

Proceso seco

Se preparan las materias primas y se pasan a un molino para homogeneizar el tamaño de las partículas y su cantidad. Se pasan por un separador de aire y se les lleva a silos mezcladores para su almacenamiento antes de pasar al horno rotatorio.

Proceso húmedo

A diferencia del proceso seco, este efectúa una mezcla de las materias primas con agua para mantener en forma homogénea la mezcla. También se les pasa por un molino para uniformar el tamaño de partícula y, posteriormente, se pasa a unos contenedores que mantienen en movimiento la mezcla antes de pasarla al horno rotatorio.

Esta mezcla de materia cruda, seca o húmeda, según el proceso de fabricación, se alimenta en la parte más elevada del horno rotatorio, a un gasto uniforme, y viaja lentamente por gravedad a la parte inferior del mismo.

El horno se calienta con gas a temperaturas de 1430 a 1540 °C.

Esto origina las reacciones químicas entre los ingredientes de la mezcla cruda, resultando un material llamado clinker.

Este se deja enfriar a temperatura ambiente con corrientes de aire, en un área inmediata al horno, construida bajo diseño para controlar la velocidad de

enfriamiento. Una vez frío, se almacena y se muele posteriormente en molinos de bolas, para darle el tamaño deseado a las partículas.

El clinker se alimenta al molino de cemento conjuntamente con una dosificación de sulfato de calcio dihidratado, con lo que se obtiene el producto terminado de cemento Portland, como se ve en la figura 4.1.

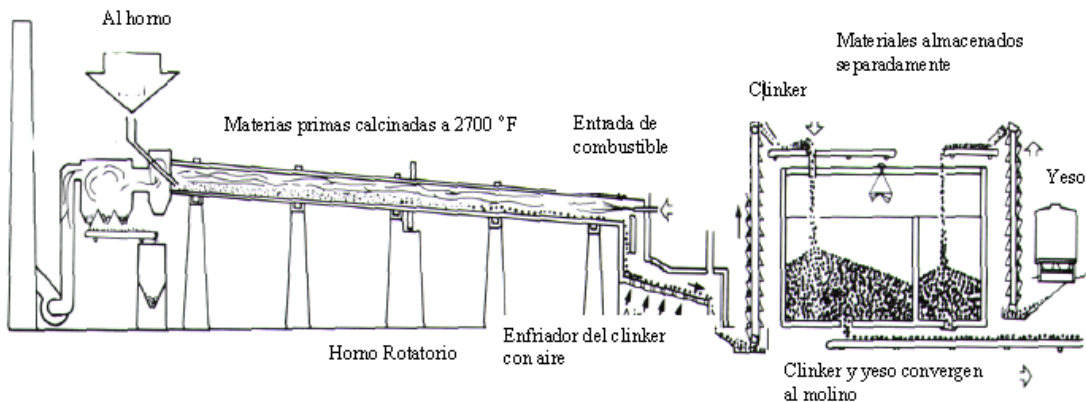
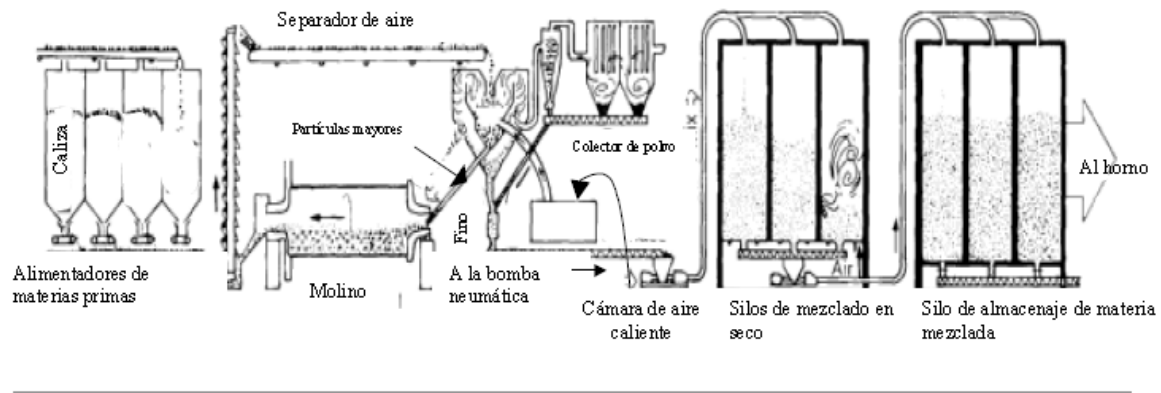


Figura 4.1 Proceso de fabricación del cemento Portland

Principales compuestos del cemento y sus funciones

1. Silicato tricálcico ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) habitualmente conocido como C_3S .

Es el componente más abundante en la mayoría de los cementos y, además, el factor principal para producir la consistencia temprana o inmediata (1 a 28 días). Generalmente, los cementos de alta consistencia inmediata contienen mayor concentración de este compuesto; mas que el Portland común y los retardados.

2. Silicato dicálcico ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$) habitualmente conocido como C_2S .

Compuesto de hidratación lenta que proporciona la ganancia gradual de resistencia. Ocurre en un periodo largo: después de 28 días.

3. Aluminato tricálcico ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$) habitualmente conocido como C_3A .

Tiene influencia en el tiempo de espesamiento de la lechada. Es responsable de la susceptibilidad al ataque químico de los sulfatos sobre los cementos. Esta susceptibilidad se clasifica en moderada y alta resistencia al ataque químico, cuando contienen ese compuesto en 8 y 3% respectivamente.

4. Aluminio ferrito tetracálcico ($4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$) habitualmente conocido como C_4AF .

Este compuesto es de bajo calor de hidratación y no influye en el fraguado inicial.

Clasificación API y ASTM de los cementos.

Las normas API se refieren a la clase de cemento mientras que las normas ASTM se refieren al tipo de cemento.

1. Cemento clase A o tipo I

Está diseñado para emplearse a 1830 m de profundidad como máximo, con temperaturas de 77°C y donde no se requieran propiedades especiales.

2. Cemento clase B o tipo II

Está diseñado para emplearse a 1830 m de profundidad como máximo, con temperaturas de 77°C y en donde se requiera moderada resistencia a los sulfatos.

3. Cemento clase C o tipo III

Está diseñado para emplearse a 1830 m de profundidad como máximo, con temperaturas de 77°C , donde se requiere a la resistencia a la compresión temprana; se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

4. Cemento clase D

Está diseñado para emplearse a 1830 hasta 3050 m de profundidad con temperaturas de hasta 110°C y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

5. Cemento clase E

Está diseñado para emplearse a 1830 hasta 4270 m de profundidad con temperaturas de hasta 143°C y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

6. Cemento clase F

Este cemento se emplea de 3050 hasta 4880 m de profundidad con temperatura de 160°C, en donde exista alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

7. Cementos clase G y H

Comúnmente conocidos como cementos petroleros, son básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

En cuanto a su composición química son similares al cemento API clase B. Están fabricados con especificaciones más rigurosas tanto físicas como químicas, por ello son productos más uniformes.

8. Cemento clase J

Se quedó en fase de experimentación y fue diseñado para usarse a temperatura estática de 351 °F (177 °C) de 3660 a 4880 metros de profundidad, sin necesidad del empleo de harina sílica, que evite la regresión de la resistencia a la compresión.

Aditivos utilizados en el cemento

Existen muchos aditivos para modificar las características y propiedades del cemento según lo que se requiera o el uso que se le vaya a dar.

→ *Aceleradores*

Son productos químicos que reducen el tiempo de fraguado de los sistemas de cemento. Incrementan la velocidad de desarrollo de resistencia compresiva; disminuyendo el tiempo en el equipo de perforación.

Los aceleradores de mayor aplicación son:

- Cloruro de calcio (CaCl_2)

Esta sal se dosifica del 2 al 4% por peso de cemento, dependiendo el tiempo de bombeo que se desea obtener. Es el que exhibe mayor control en el tiempo bombeable.

- Cloruro de sodio (NaCl)

Actúa como acelerador en concentraciones de hasta 10% por peso de agua, entre el 10 y el 18% produce un tiempo de bombeo similar al obtenido con agua dulce. A concentraciones mayores al 18% causa retardamiento. La típica concentración de acelerador es del 2 al 5% por peso de agua.

- Sulfato de calcio (CaSO_4)

Es un material que por sí mismo posee características cementantes y tiene fuerte influencia en expandir el cemento fraguado; como acelerador se dosifica basándose en el tiempo que se desea y la temperatura a la cual se va a trabajar. Su concentración varía del 50 al 100% por peso de cemento.

→ *Retardadores*

Son productos químicos que prolongan el tiempo de fraguado inicial y brindan la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de temperatura y presión.

Los retardadores más conocidos son los lignosulfonatos de calcio y los cromolignosulfonatos de calcio, así como otros que son mezclas químicas. Unos trabajan a temperaturas bajas y otros a temperaturas altas. Su dosificación es de 0.1 a 2.5% por peso de cemento.

Los más usados son:

- Lignosulfonatos

Se componen de sales de ácidos lignosulfónicos de sodio y calcio. Son polímeros derivados de la pulpa de la madera. Usualmente son compuestos no refinados y contienen varias cantidades de compuestos sacaroides con un peso promedio molecular que varía de 20,000 a 30,000.

Debido a que los lignosulfonatos purificados pierden mucho poder retardante, la acción retardante de estos aditivos se atribuye a la presencia de carbohidratos de bajo peso molecular.

Los retardadores de lignosulfonatos son efectivos con todos los cementos y se dosifican de 0.1 a 1.5% por peso de cemento.

Son efectivos hasta 250 °F (122 °C) de temperatura de circulación de fondo del pozo (BHCT) y hasta 600°F (315 °C) cuando se mezclan con borato de sodio.

- Ácidos hidroxilcarboxílicos

Son retardadores poderosos y se aplican en un rango de temperatura de 200 °F (93 °C) a 300 °F (149 °C). Un ácido con fuerte efecto retardante es el ácido cítrico. Éste también es efectivo como dispersante de cemento y normalmente se usa en concentraciones de 0.1 a 0.3% por peso de cemento.

-Compuestos sacáridos

Los sacáridos son excelentes retardadores del cemento. Se usan muy poco en la cementación de pozos, por ser muy sensibles a pequeñas variaciones en sus concentraciones.

→ *Extendedores*

Son materiales que bajan la densidad de los cementos y/o reducen la cantidad de cemento por unidad del volumen fraguado. En muchos casos la densidad obtenida es demasiado alta y se tendrá el problema de fracturar la formación. Para esto se utilizan ciertos aditivos.

-Bentonita

Esto se obtiene debido a su bajo peso específico y a que su capacidad de hidratarse permite usar mayor volumen de agua para mezclado. Además de disminuir la densidad, también disminuye el costo de la lechada; aunque un alto

porcentaje de bentonita causará una reducción en la resistencia a la compresión del cemento y del tiempo de bombeabilidad. También el alto contenido de agua bajara la resistencia al ataque de los sulfatos e incrementara la permeabilidad del cemento fraguado.

-Hidrocarburos sólidos

La gilsonita, y algunas veces carbón, se usan para bajar la densidad de una lechada sin que se tenga la necesidad de aumentar los requerimientos de agua.

→ *Densificantes*

Son materiales que incrementan la densidad del cemento.

En pozos donde existen altas presiones de formaciones será necesario aumentar la densidad de la lechada para encontrarlas. Dicho aumento se puede lograr disminuyendo el agua para mezclado, o bien, adicionando densificantes.

- Hematita

Con ella se pueden densificar cementos de hasta 2.28 gr/cm^3 (19 lb/gal). El agua requerida es de 1.5 litros por cada 50 kg. El efecto de que tiene en el tiempo de fraguado y el esfuerzo compresivo, es mínimo con las concentraciones que usan.

- Barita (Sulfato de Bario)

Es el mineral más común para densificar una lechada de cemento. Los requerimientos de agua son considerablemente mayores que los de otros minerales requiriéndose cerca de 10 litros por cada 50 kg. con lo cual decrece la resistencia a la compresión y se diluyen otros aditivos químicos.

→ *Dispersantes*

Son productos químicos que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento. Estos ayudan a obtener el régimen turbulento con gastos de bombeo bajos. Reducen la fricción entre granos, y entre éstos y las paredes.

Generalmente, son sales de ácidos grasos y se dosifican del 0.2 al 2.5% por peso de cemento. Los sulfonatos son los dispersantes más comunes del cemento, aunque también se usa cloruro de sodio y ciertos polímeros.

→ *Controladores de filtrado*

Son materiales que controlan la pérdida de la fase acuosa de los materiales de las lechadas de cemento, frente a zonas permeables. El control de filtrado es un factor de vital importancia en la cementación de tuberías de revestimiento y en las cementaciones forzadas para colocar el cemento en el lugar deseado, sin que sufra deshidratación fuerte al pasar por zonas permeables o bien al estar forzando la lechada.

Es conveniente limitar la pérdida de agua de una lechada hacia la formación; para minimizar la hidratación de lutitas sensibles al agua dulce, reducir la velocidad de deshidratación del cemento cuando se esté taponando un intervalo agotado.

→ *Controlador de pérdida de circulación*

Son materiales que controlan la pérdida de cemento en zonas débiles de la formación o fracturas. Se define como pérdida de circulación a la entrada del fluido de perforación o de la lechada de cemento hacia la formación. Para evitar este problema se usan aditivos de tres tipos, como se explica en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Aditivos para la pérdida de circulación				
Tipo	Material	Naturaleza	Concentración Kg/saco	Agua requerida Lt/50 kg
Granular	Gilsonita	Granular	2.5 a 25	16.63
	Perlita	De expansión	0.014 a 0.028 m ³	534 litros/m ³
	Corteza de árbol	Granular	0.5 a 2.5	7.07
	Carbón	Granular	0.5 a 5	16.63
Hojuelas	Celofán	Laminar	0.063 a 0.25	Ninguna
Fibroso	Nylon	Fibroso	0.63 a 0.125	Ninguna

→ *Aditivos especiales.*

Es el conjunto de aditivos complementarios para la cementación como son, antiespumantes, controladores de la regresión de la resistencia compresiva, etcétera.

4.2 Pruebas de laboratorio y preparación de lechadas

La efectividad de cualquier trabajo de cementación depende de llevar a cabo una preparación meticulosa y precisa de los equipos, materiales y personal, así como del diseño y las pruebas del trabajo.

Los ensayos realizados en laboratorios para el cemento tienen la función de evaluar el desempeño y las características químicas de las lechadas, mediante la medición de ciertas propiedades bajo ciertas condiciones de fondo de pozo y el análisis cualitativo y cuantitativo de los componentes de las lechadas antes de ser mezclada.

La norma API RP 10B delinea las prácticas recomendadas para las pruebas de laboratorio que se llevan a cabo con las lechadas de cemento para pozos de petróleo, así como sus aditivos.

Preparación de lechadas de cemento

Definición de la densidad de la lechada

La densidad de la lechada debe ser un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo.

La densidad del fluido de perforación está directamente ligada a la presión de fractura de la formación y a la existencia de zonas de presión anormal o a la existencia de zonas débiles, por lo cual, la densidad de la lechada no puede diferir drásticamente de este juego de presiones.

La diferencia de densidades entre la lechada de cemento y el fluido de perforación es del de 0.1 a 0.4 gr/cm³ generalmente.

Cálculo de cemento, agua y aditivos

La cantidad de cemento idónea para obtener el volumen de lechada necesario, se calcula sobre la base del rendimiento que se obtiene de cada saco de cemento. Se debe considerar el diseño por medio de un balance de materiales.

→ *Ejemplo*

Si la densidad del fluido de perforación es igual a 1.70 gr/cm^3 y la temperatura estática del fondo, es mayor a $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Determinar la densidad de la lechada de cemento. Considerando el volumen específico del cemento H en 0.3172 lt/kg y de la Silice en 0.378 lt/kg

Tabla 4.2 Datos de ejemplo			
Material	Peso Kg	Agua Lt	Rendimiento Lt/saco
Cemento clase H1	50	19	15.8
Harina de Silice 35%	17.5	7	6.6
Suma de Agua	26	26	26
Suma total	93.5		48.4

Para el llenado de la tabla únicamente se cuenta con los datos de 50 kg de cemento y que el requerimiento de agua de cemento clase H es de 38% y de la harina de sílice es de 40%.

Primero se calcula el peso de harina de sílice al 35%

$$\text{Peso de harina} = 50 \times 0.35 = 17.5 \text{ Kg}$$

Ahora calculamos el requerimiento de agua

$$\text{Agua para cemento} = 50 \times 0.38 = 19 \text{ lt}$$

$$\text{Agua para Harina de silice} = 17.5 \times 0.40 = 7 \text{ lt}$$

$$\text{Requerimiento de agua total} = 19 + 7 = 26 \text{ lt}$$

Esto representa también el peso de agua. Hacemos la suma total.

$$\text{Suma total} = 50 + 17.5 + 26 = 93.5 \text{ Kg}$$

Ahora calculamos el rendimiento.

$$\text{Rendimiento cemento} = 50 \times 0.3172 = 15.86 \text{ lt/saco}$$

$$\text{Rendimiento Silice} = 17.5 \times 0.378 = 6.615 \text{ lt/saco}$$

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Considerando el rendimiento de agua como el volumen calculado tenemos.

$$\text{Rendimiento total} = 15.8 + 6.6 + 26 = 48.4 \text{ lt/saco}$$

De este balance de materia tenemos los siguientes parámetros.

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}} = \frac{93.5 \text{ kg}}{48.4 \text{ lt}} = 1.93 \text{ kg/lt}$$

Rendimiento 48.4 lt/saco

Agua = 26 lt/saco

Calculo de requerimiento de materiales

Suponiendo que se deseara tener un volumen de lechada de 90,000 lt con características apropiadas para tener un flujo turbulento o para poder desplazar al mayor gasto posible.

Empleando los datos del ejemplo anterior, determinamos el número de sacos necesarios.

$$\text{Núm de sacos de cemento} = \frac{\text{Volumen de lechada lt}}{\text{Rendimiento lt/saco}} = \frac{90000 \text{ lt}}{48.4 \text{ lt/saco}} \approx 1860 \text{ sacos}$$

Ahora calculamos las cantidades de material necesarios.

$$\text{Peso de cemento} = 1860 \text{ sacos} \times 50 \text{ kg/saco} = 93000 \text{ kg} = 93 \text{ Ton}$$

$$\text{Harina silica} = 1860 \text{ sacos} \times 17.5 \text{ kg/saco} = 32550 \text{ kg} = 32.55 \text{ Ton}$$

$$\text{Agua de mezcla} = 1860 \text{ sacos} \times 26 \text{ lt/saco} = 48360 \text{ lt} = 48.36 \text{ m}^3$$

Asumiendo el estudio de laboratorio arrojó los siguientes resultados, se agrega el siguiente diseño. Los porcentajes son por eso de cemento, en este caso 93000 kg.

Tabla 4.3 Diseño de aditivos		
Aditivo	Porcentaje %	Peso Kg
Agente de control de filtrado	0.6	558
Agente fluidizante	0.4	372
Antiespumante	0.2	186
Retardador de fraguado	0.4	372
Agente de control de migración de gas	1.0	930
Peso de la mezcla sólida en seco	127968 kg = 127.968 Ton	

** El peso de la mezcla es la suma del peso del cemento, harina silica y aditivos.

Medición de propiedades físicas de las lechadas

El laboratorio de cementación es un lugar donde se diseñan y evalúan las lechadas de cemento y mediante diferentes pruebas verificar los requerimientos de un pozo en particular, las pruebas realizadas en laboratorio simulan las condiciones que tendrá el pozo, tales como: presión y temperatura, y todas las condiciones que sean necesarias con el fin de tener resultados más cercanos a los reales y así tener la seguridad de utilizar o no una determinada lechada en el pozo, para realizar dichas pruebas se debe recopilar la información necesaria para diseñar la lechada de cemento idónea para el pozo a cementar.

Las pruebas que se realizan a las lechadas de cemento para determinar sus propiedades son desarrolladas de acuerdo con las normas API-10B estas son:

- Tiempo de bombeo
- Agua libre
- Reología
- Fuerzas compresivas
- Pérdidas de fluidos

Tiempo de bombeo:

Es el tiempo que la lechada de cemento permanecerá bombeable bajo condiciones del pozo.

El tiempo de bombeabilidad es también afectado por condiciones que no siempre son controladas durante las pruebas de laboratorio tales como: invasión de agua, pérdidas de agua en la formación, contaminación.

Es importante tomar en cuenta que el tiempo de espesamiento debe de ser mayor que el tiempo que va a durar el trabajo de cementación, para evitar cementación en la superficie de la tubería, en el cabezal de cementación y/o dentro de la TR. Por lo tanto, este tiempo se debe estimar como el tiempo total del trabajo de cementación más un factor de seguridad de una a dos horas.

Tal vez sea ésta la prueba de laboratorio más usada en el campo; determina durante cuánto tiempo la lechada permanece en estado fluido, (y por consiguiente bombeable) bajo una serie de condiciones dadas en el laboratorio. (Presión y temperatura). El aparato que se usa para determinar el tiempo de bombeabilidad es el consistómetro, que puede ser atmosférico o presurizable.

Este último, tal vez sea el aparato más caro de un laboratorio de cementación, pero es necesario a fin de poder simular las condiciones del pozo.



Consistómetro atmosférico



Consistómetro presurizado

Figura 4.2 Tipos de consistómetros

El recipiente con la lechada a probar gira a velocidad constante, (movido por un motor eléctrico) dentro de un baño de aceite, a través del cual, se le aplica la temperatura y la presión deseada. Dentro del recipiente aislado, hay una paleta conectada a un resorte; a medida que la lechada gira, trata de arrastrar la paleta en el sentido de la corriente. Una lechada más viscosa ejercerá una fuerza mayor en la paleta, la cual a su vez, transmitirá mayor torque al resorte y éste se mide por medio de un potenciómetro, del que está dotado el aparato.

El consistómetro está calibrado para poder leer directamente las unidades Bearden de consistencia (a veces llamadas Poises, por costumbre). Cuando la lechada alcanza 100 unidades de consistencia (Bc) no se puede bombear. Así el tiempo de bombeabilidad, exportado por el laboratorio será el transcurrido desde que se introduce la mezcla en el consistómetro hasta que el aparato marca los 100 Bc.

La presión y la temperatura aplicadas, son aquellas que indica la norma API RT 10B que especifica la forma en que se debe desarrollar la prueba y que corresponderán a las condiciones aproximadas que se necesitarán en el campo cuando se cimente a una determinada profundidad.

Prueba de reología

La reología es el estudio de la deformación y el fluir de la materia es decir el estudio de los principios físicos que regulan el movimiento de los fluidos, también se define como la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación entre los materiales que son capaces de fluir

Por medio de esta prueba se describe el comportamiento de la lechada en movimiento a través de la tubería y otros ductos. Para describir las propiedades reológicas de las lechadas de cemento se utilizan el modelo de plástico de Bingham o el modelo de la ley de las Potencia.

El equipo con el que se realiza esta prueba es el viscosímetro de FANN 35. Este viscosímetro posee las siguientes características: tipo de cilindro rotacional, dos tipos de velocidad (baja y alta), la velocidad baja opera a 300, 100 y 3 RPM, la velocidad alta opera a 600, 200 y 6 RPM, trabaja a temperatura ambiente y temperatura intermedia y de fondo circulante.



Figura 4.3 Viscosímetro Fann 35

Procedimiento para realizar la prueba:

- 1) Obtener una lechada homogénea
- 2) Colocar la lechada en el vaso del viscosímetro hasta el nivel indicado en este
- 3) Leer los valores de la siguiente forma: 600 y 300 RPM después de un minuto; 200, 100, 6 y 3 RPM cada 10 seg por el tiempo que usted considere necesario. Por último leer el valor a 3 RPM después de 10 minutos de haber dejado la lechada en reposo para así obtener el valor correspondiente al gel 10.
- 4) Repetir este procedimiento a temperatura intermedia y temperatura circulante del fondo del pozo

Prueba de agua libre

Esta prueba determina si un cemento puede tener problemas con la separación de agua de la lechada después de ser desplazado en el interior del pozo. Si la lechada libera agua se pueden formar aguas canalizadas en el cemento fraguado, agua o cemento blando en la parte superior de la columna del cemento, también se pueden formar asentamientos de sólidos en la columna de cemento.

Para realizar esta prueba se puede emplear un consistómetro atmosférico, mostrado en la figura 4.2, en el cual se puede acondicionar la lechada a temperatura circulante, también se emplea una probeta de 250 ml regulado bajo especificaciones de las normas API. El consistómetro atmosférico posee un controlador de temperatura y es capaz de trabajar a una temperatura máxima de 180°F y opera 150 RPM

Procedimiento para realizar la prueba:

- 1) Obtener una lechada homogénea
- 2) Colocar la lechada en el envase del consistómetro
- 3) Programar la temperatura circulante de fondo para circular las condiciones del pozo
- 4) Acondicionar durante 20 min a esta temperatura
- 5) Después de este tiempo colocar la lechada en la probeta y colocar una envoltura de aluminio sobre este
- 6) Transcurrida dos horas medir el agua libre

Prueba de fuerzas compresivas

Las fuerzas compresivas es la cantidad de fuerzas requeridas para soportar el peso de las tuberías de revestimiento. Estas fuerzas proveen la base regular del tiempo de espera de cemento (WOC), el instituto americano de petróleo establece que esta fuerza no debe ser menor de 500 PSI transcurridas 24 horas.

La prueba para determinar el esfuerzo compresivo indica el tiempo de espera necesario entre la colocación de una lechada y la siguiente operación a desarrollar en el pozo.

Para realizar la prueba de fuerza compresiva mediante el método destructivo se emplea una autoclave utilizado para colocar los cubos de la lechada y una prensa hidráulica que nos permite determinar el valor de las fuerzas compresivas (para realizar esta prueba se debe presurizar la muestra con 1000 PSI durante 24 horas)

Para realizarlos se sigue la siguiente secuencia

- 1) Obtener una lechada homogénea
- 2) Colocar la lechada en los moldes diseñados para esta prueba
- 3) La lechada debe ser agitada convenientemente en los moldes antes de ser introducidos en el autoclave para eliminar el aire atrapado y homogenizarla adecuadamente
- 4) Los moldes deben estar inmersos totalmente en el autoclave
- 5) Presurizar y programar la temperatura de acuerdo a los requerimientos de la solicitud de trabajo
- 6) Dejar durante 24 horas que es el tiempo de ensayo, luego el cubo fraguado deberá ser enfriado a 27°C para luego determinar la resistencia
- 7) Colocar los cubos de cemento fraguado en la prensa hidráulica y medir la fuerza compresiva

Pruebas para pérdidas de fluidos por filtrado

Una prueba de pérdida de fluidos por filtrados determina la relativa efectividad de una lechada de cemento para retener su fase acuosa, o para perder una porción de esta fase como filtrado hacia la formación.

Se aplican 100 psi y se va leyendo la cantidad de líquido que cae en el cilindro graduado a los 1/4, 1/2, 1, 2, y 5 minutos de iniciada la prueba, y luego a intervalos de 5 minutos cada uno. Si la muestra se deshidrata totalmente antes de media hora, se registra el tiempo que tardó en hacerlo. El filtrado se reporta en cc/30 minutos a 100 psi.

El diseño de la cementación inicia con el estudio de las propiedades reológicas del cemento. Para su aplicación en pozo, un buen diseño de lechada dará lecturas del viscosímetro rotacional bajas y aportará valores de los parámetros reológicos más apropiados.

Obtención del diámetro promedio del agujero

El diámetro promedio del agujero se define por medio de un registro de calibración reciente del pozo que se va a cementar. Se consideran secciones en donde predomine cierto diámetro o dividiendo en secciones cortas de igual longitud, determinando en cada sección un diámetro promedio o predominante.

Otro procedimiento es tomar el diámetro de la barrena y adicionar un porcentaje de exceso que variará en función del tipo de formación del 10 al 50% para rocas compactas a poco consolidadas, respectivamente.

Calculo del volumen de lechada necesario para la operación de cementación primaria

El volumen de la lechada es una función directa de la geometría del pozo, del diámetro de la tubería que se va a cementar y de la longitud del espacio anular por cubrir.

Con el diámetro del pozo, determinado de acuerdo con el punto anterior, y el diámetro externo de la tubería a cementar, se puede calcular la capacidad del espacio anular por unidad de longitud, con la siguiente formula.

$$Volumen = 0.785 \times [D_{Agujero}^2 - D_{Ext. Tubo}^2] \times h$$

Donde:

D = Diámetro ya sea del agujero o de la tubería, en pg.

h = profundidad a cementar del espacio anular, en m.

** 0.785 es un factor de conversión para obtener el volumen en litros

En el caso de otra tubería cementada con anterioridad en la sección donde se cementará, se debe emplear para el cálculo el diámetro interno de la tubería ya cementada y el diámetro externo de la tubería por cementar y así calcular el volumen correspondiente a esta parte.

Con la capacidad del espacio anular entre tubería de revestimiento y agujero por unidad de longitud se aplica la siguiente fórmula para determinar el volumen en la longitud a cubrir con cemento:

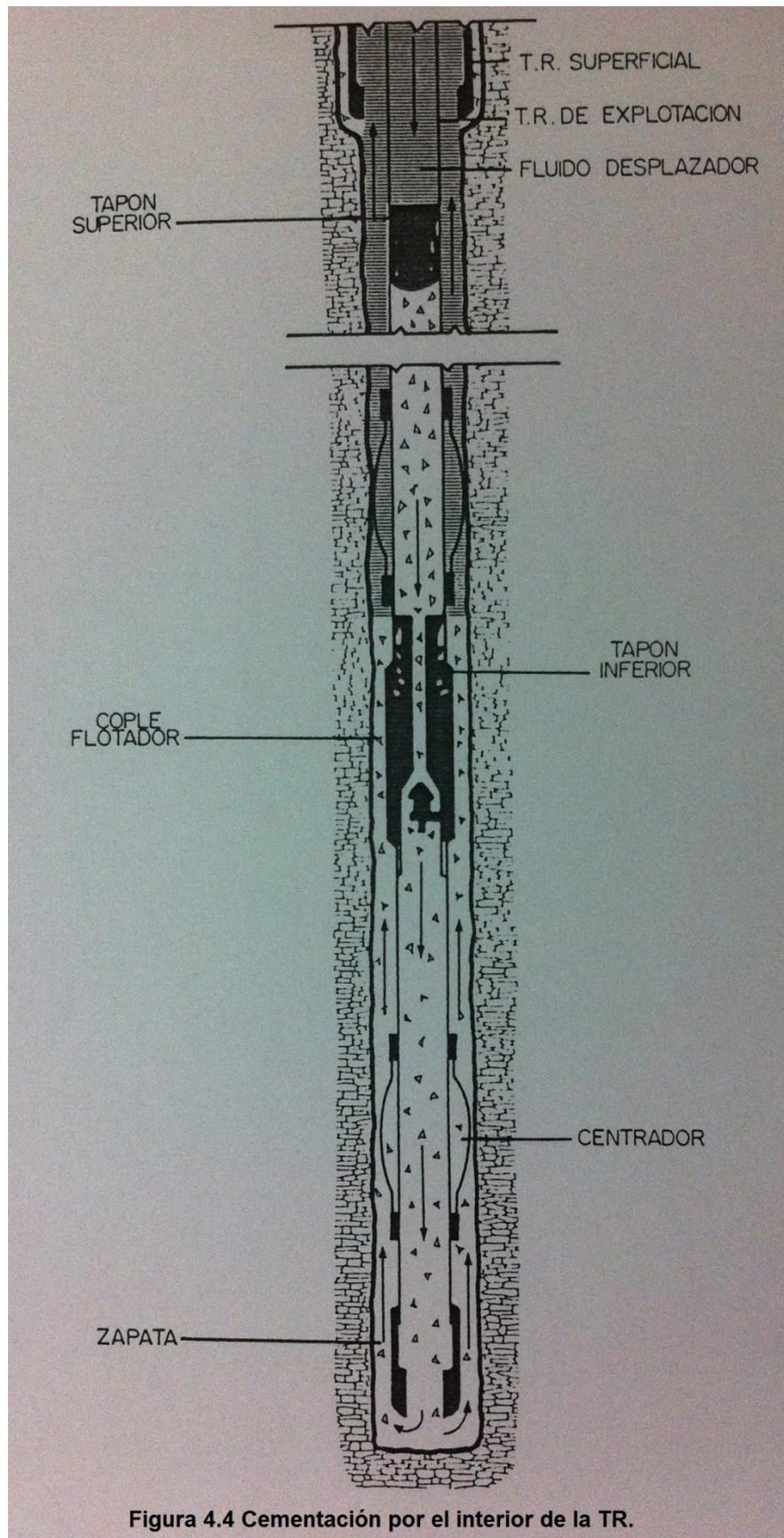
$$Volumen = Capacidad\ E.A. \frac{lt}{m} \times Longitud\ a\ cubrir\ m$$

En los casos en donde se aplique un porcentaje de exceso de lechada para compensar la falta de uniformidad del diámetro del pozo, el porcentaje se aplica únicamente al volumen de lechada calculado del espacio anular entre tubería a cementar y agujero descubierto.

4.3 Operación y cementaciones de tuberías

La cementación es una de las operaciones más críticas durante la perforación o terminación de un pozo. Una cementación exitosa es aquella en la cual la TR se baja hasta su profundidad programada y se llena el espacio anular TR-agujero con una lechada de cemento. la cual, al fraguar crea un sello y una adherencia entre la tubería y la formación.

La mayoría de las cementaciones se ejecutan bombeando el cemento por el interior de la tubería de revestimiento, como se muestra en la figura 4.4.



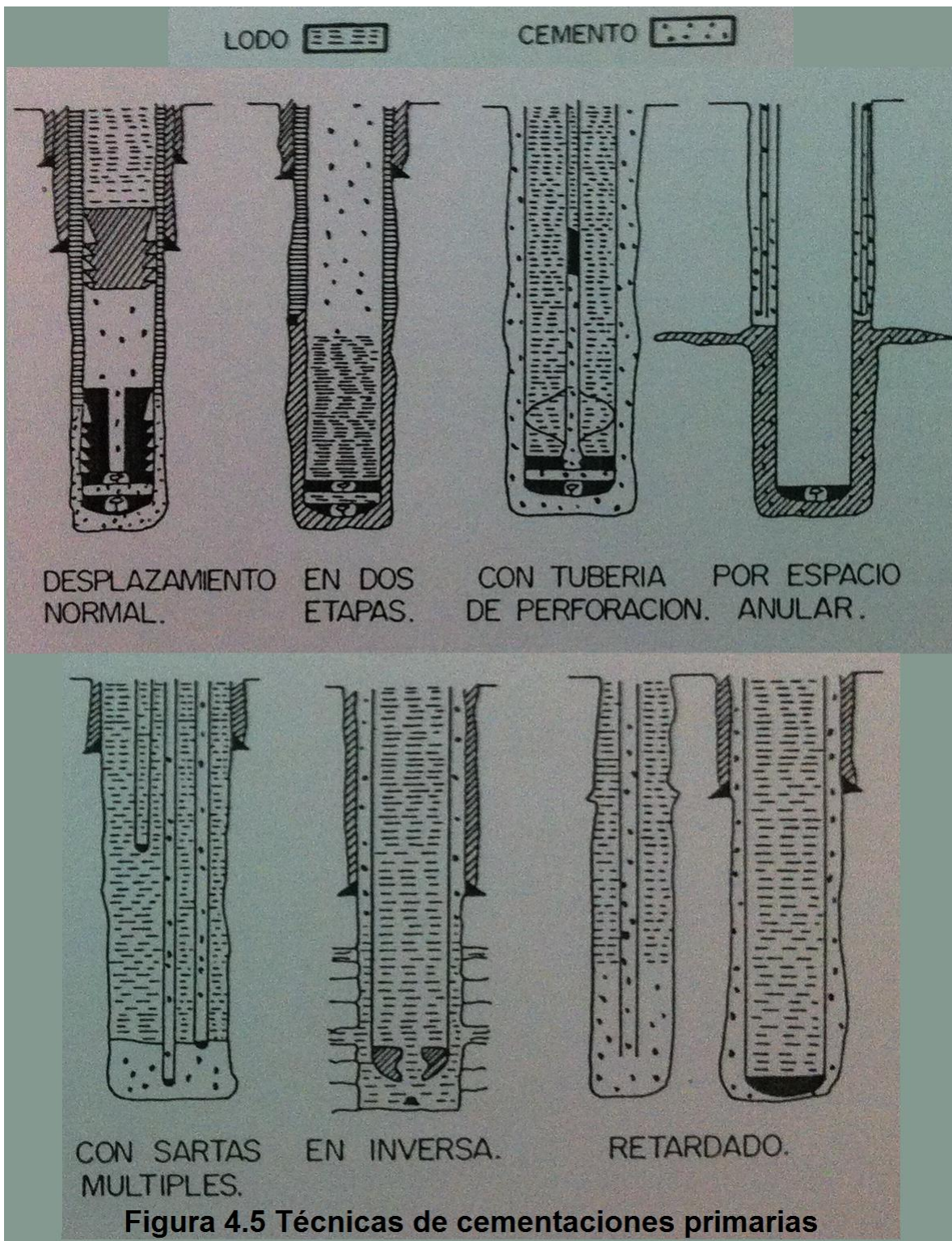
Sin embargo existen otras técnicas para colocar el cemento en el espacio anular, como son:

- ✓ Cementación en varias etapas
- ✓ Cementación a través de la tubería de perforación
- ✓ Cementación con circulación inversa
- ✓ Cementación retardada

La figura 4.5 muestra cada una de estas operaciones.

Los siguientes procedimientos se sugieren para obtener una buena cementación:

1. Realizar un viaje corto para asegurarse que no hay ninguna restricción en el pozo.
2. Acondicionar el lodo. Circular por la temblorina hasta que la mayoría del lodo esté libre de recortes. Mantener la viscosidad y la gelatinosidad bajas. Seleccionar un filtrado similar al usado para perforar la última sección del agujero.
3. Instalar una zapata y un cople flotador. El cople deberá instalarse a aproximadamente 10 metros (1 tubo) de la zapata; esto ayudará a que no haya sobre desplazamiento del cemento y que se tenga cemento sin contaminar alrededor de la zapata.
4. Instalar raspadores de acuerdo a la localización de la(s) zona(s) productora(s). Instalar sólo los necesarios.
5. Usar centradores
6. Usar una lechada de cemento que sea más densa que el lodo, el cemento deberá seleccionarse en función de la temperatura, presión y condiciones del pozo.
7. Usar tapón limpiador y un desplazador
8. Girar o mover la tubería hasta que el tapón desplazador llegue al cople flotador.
9. Mantener la tensión en TR hasta que el cemento fragüe.
10. Antes de perforar la TR o dispararla, probar la cementación. La presión máxima de prueba será el 80% del elemento más débil.



Funciones de las cementaciones de tuberías

El objetivo de la cementación es asegurar la integridad del agujero, lo cual implica los siguientes aspectos: aislamiento zonal, sustentación, protección de la tubería de revestimiento, y sustentación del agujero.

Aislamiento zonal

El aislamiento zonal consiste en sellar unas zonas con respecto a otras. Esto evita el desplazamiento de líquidos y gases entre las zonas de la formación a través del anular. En la figura 4.6 vemos un ejemplo de cementación para evitar que el gas y el petróleo se mezclen con el agua de la zona superior.

Sustentación de la tubería de revestimiento

La capa de cemento proporciona soporte axial a la tubería de revestimiento de la superficie, así como a cualquier otra tubería de revestimiento que se instale luego (por ejemplo, los liners).

Protección de la tubería de revestimiento

El cemento sirve como soporte y protección contra las formaciones plásticas (por ejemplo, sales) y fluidos corrosivos de la formación (por ejemplo, H_2S y CO_2).

Sustentación del agujero

El cemento actúa como soporte para el agujero en formaciones plásticas, sensibles al agua o no consolidadas.

Una vez corrida, la tubería de revestimiento se asienta sobre el fondo o justo encima del fondo. El primer tramo de la tubería de revestimiento tiene una zapata de flotación o zapata guía en el extremo. Esta zapata sirve para proteger el extremo de la tubería de revestimiento y ayuda a guiarla en su paso hacia el fondo del pozo.

Después del primer o segundo tramo, se instala un collar de flotación. El espacio situado entre el collar de flotación y la zapata se denomina recorrido de zapata y suele tener unos 80 pies de largo. Normalmente, el recorrido de zapata se deja lleno de cemento al final del trabajo de cementación.

Cuando el revestimiento alcanza la profundidad deseada, hay que realizar unas conexiones especiales en el cabezal de pozo: este proceso es lo que se llama conexión nipplear.

Circulación de lodo mediante la bomba del equipo de perforación

Antes de bombear la lechada en el pozo, se lleva a cabo otro proceso: utilizando la bomba del equipo de perforación se hace circular el lodo de perforación en el pozo, con el fin de acondicionar el lodo y lavar el pozo como se muestra en la figura 4.7. Este proceso recibe el nombre de acondicionamiento de lodo. Acondicionar el lodo significa conseguir que fluya sin problemas. Si no se lleva a cabo el acondicionamiento del lodo, el paso de fluido por el anular puede verse dificultado por la presencia de sectores con lodo gelificado.

El acondicionamiento consiste en circular el lodo, que baja por la tubería de revestimiento, y retorna por el anular. En el tramo superior de la tubería de revestimiento puede instalarse una reducción de circulación; a veces, también se usa una cabeza de cementación

Precaución:

El acondicionamiento de lodo debe diseñarse con el mismo cuidado que el proceso de eliminación de lodo; un diseño defectuoso puede provocar una canalización, la cual dificultaría e incluso podría llegar a imposibilitar la eliminación del lodo.

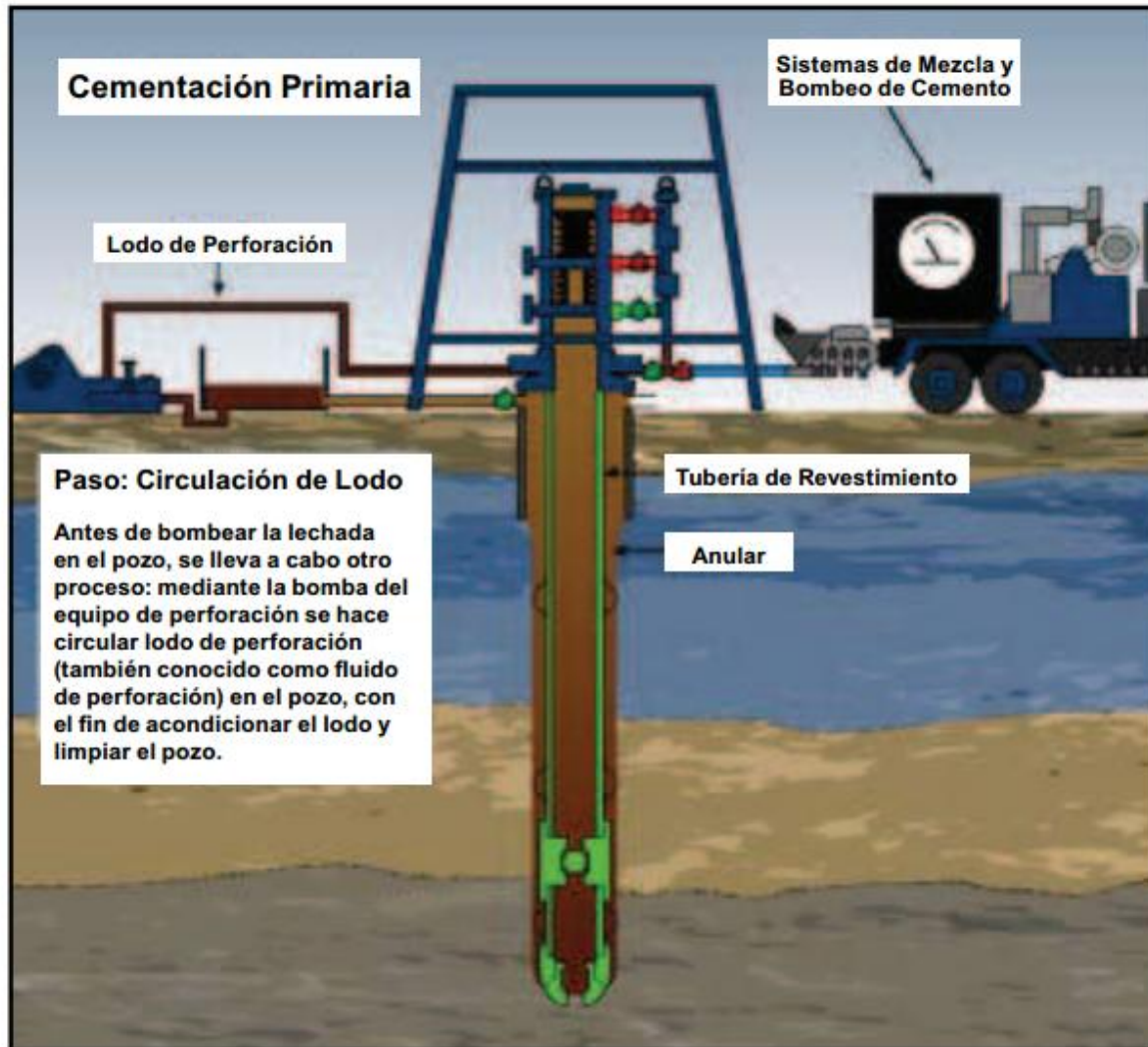


Figura 4.7 Circulación de lodo

Prueba de presión

Antes de iniciar la cementación, se debe hacer una prueba de presión a las líneas de tratamiento de alta presión que van desde la unidad de cementación hasta el pozo. Se debe reparar cualquier fuga que se detecte y repetir la prueba de presión hasta conseguir el resultado adecuado. Los resultados de la prueba de presión deben registrarse y documentarse.

Las pruebas de presión se realizan tal y como se indica a continuación:

1. Arme las líneas desde la unidad de cementación a la conexión del pozo.
2. Cebe la unidad de cementación y las líneas de cemento con agua para llenar todas las líneas.
3. Cierre la válvula del cabezal de pozo y asegúrese de que no haya nadie cerca de las líneas.
4. Aumente la presión hasta el nivel predeterminado haciendo que la unidad bombee agua.
5. Mantenga la presión durante 5 minutos y compruebe si hay fugas.
6. Libere la presión y ajuste las válvulas para llevar a cabo la mezcla y bombeo del cemento.
7. Inicie el trabajo.

Bombeo de lavador y espaciador

Antes de bombear la lechada de cementación, por lo general, se bombea un lavador químico o un espaciador densificado, o ambos, para que actúen como buffer entre el fluido de perforación y el cemento. Los lavadores químicos son fluidos base agua que pueden utilizarse en espacios anulares pequeños con geometría del agujero regular. Estos fluidos pueden utilizarse cuando se puede lograr turbulencia en todas las secciones del espacio anular. Los espaciadores son fluidos densificados que se bombean en flujos turbulentos o laminares. Estos productos sirven para eliminar completamente los fluidos de perforación del anular antes de inyectar la lechada de cementación.

Los lavadores y espaciadores se preparan antes del trabajo de cementación y se bombean antes de empezar la mezcla del cemento, como se muestra en la figura 4.8.

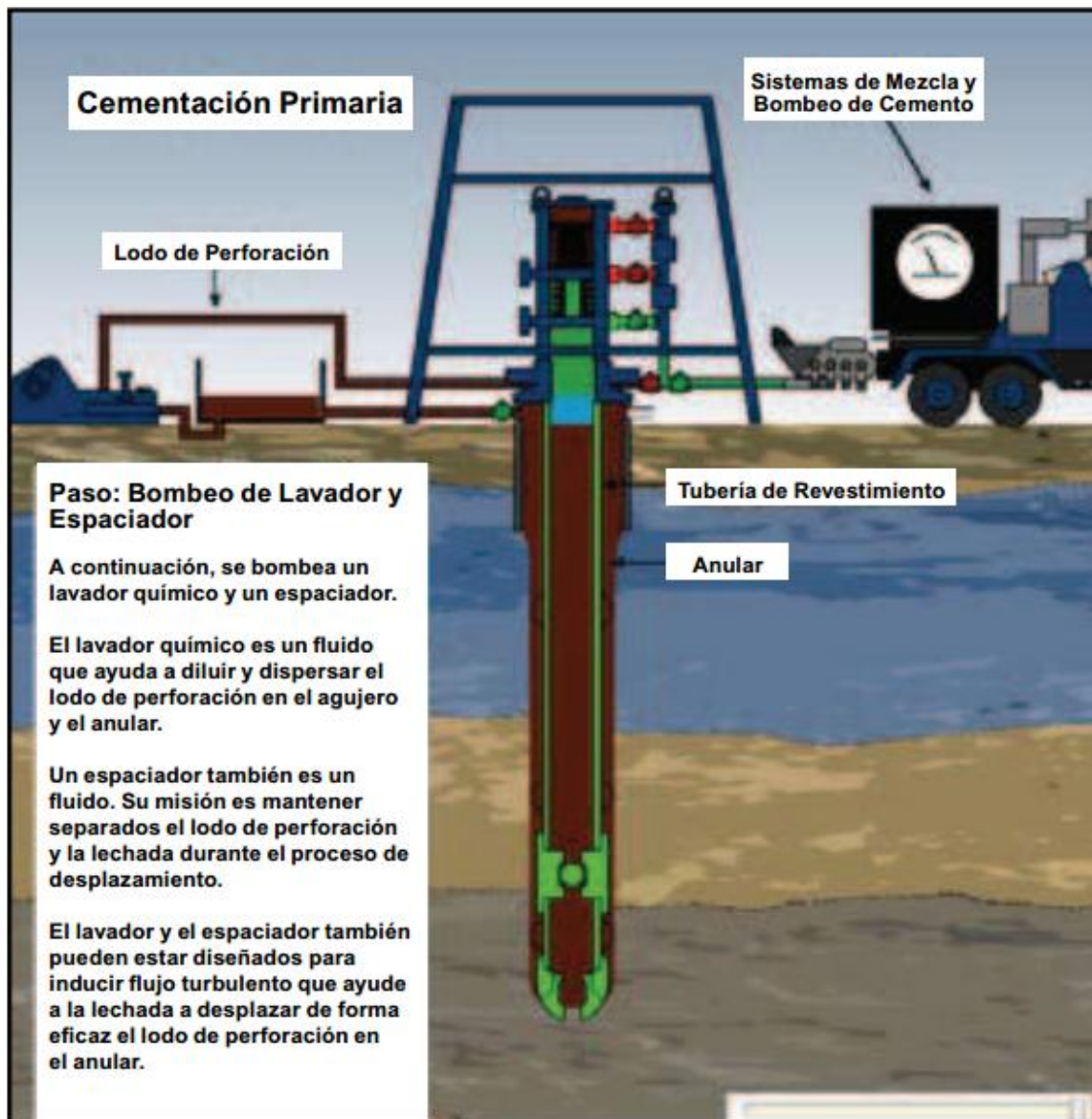


Figura 4.8 Bombeo de lavador y espaciador

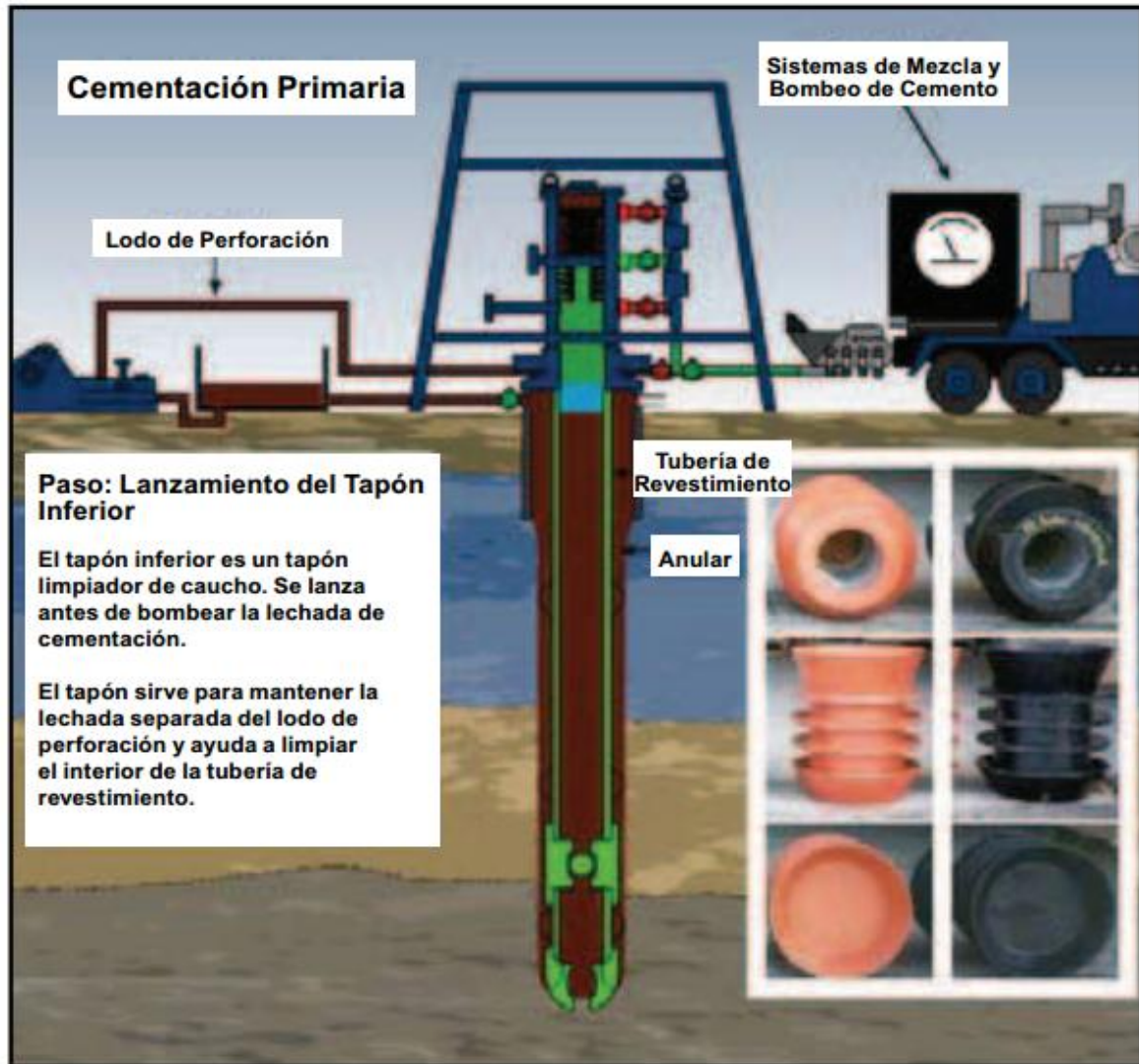
Lanzamiento del tapón inferior

En los trabajos de cementación primaria, antes y después de la inyección de la lechada de cementación, se lanzan tapones limpiadores. Estos elementos sirven para separar la lechada de los fluidos de perforación, limpiar las paredes interiores de la tubería de revestimiento y obtener una indicación positiva de que el cemento ya está en posición fuera de la tubería de revestimiento.

Hay dos tapones. El primero, el tapón inferior, es hueco y tiene una membrana de caucho en la parte superior. Esta membrana estalla cuando el tapón llega a la parte superior del collar de flotación, en la zona inferior de la sarta de revestimiento, y se aplica presión diferencial.

El tapón inferior se lanza desde la cabeza de cementación antes de bombear la lechada de cementación por la tubería de revestimiento, y su misión es mantener separada la lechada del lodo y limpiar el interior de la tubería de revestimiento como se muestra en la figura 4.9. El tapón inferior se carga en la cabeza de cementación, que está instalada en la parte superior de la tubería de revestimiento. En algunos casos, el tapón superior se carga en la cabeza de cementación también en esta fase.

Antes de bombear el cemento, se llevan a cabo los siguientes procesos: las válvulas de la cabeza de cementación se colocan en la posición correcta, el mecanismo de lanzamiento del tapón (situado en la cabeza de cementación) se activa y, por último, se bombea algo de fluido para empujar el tapón limpiador desde la cabeza hacia la tubería de revestimiento. Las válvulas de la cabeza de cementación se vuelven a colocar en su posición para la cementación, y puede iniciarse la mezcla y el bombeo de la lechada de cementación.



4.9 Lanzamiento del tapón inferior

Mezcla de la lechada

La lechada de cementación se forma combinando cemento seco, agua y los aditivos necesarios en un mezclador. Este proceso puede realizarse en continuo o por baches. El fluido de mezcla (agua más los aditivos del cemento) puede prepararse antes o al vuelo mediante un sistema de aditivos líquidos. En algunas locaciones, los aditivos se mezclan en seco con el cemento.

Bombeo de la lechada inicial

La lechada inicial es un tipo de lechada de baja densidad y alto rendimiento diseñada para llenar y cubrir la sección superior del anular. Este material se bombea después del lavador y el espaciador y antes de la lechada de cola, como se muestra en la figura 4.10. Su densidad es superior a la del fluido de perforación y menor que la de la lechada de cola.

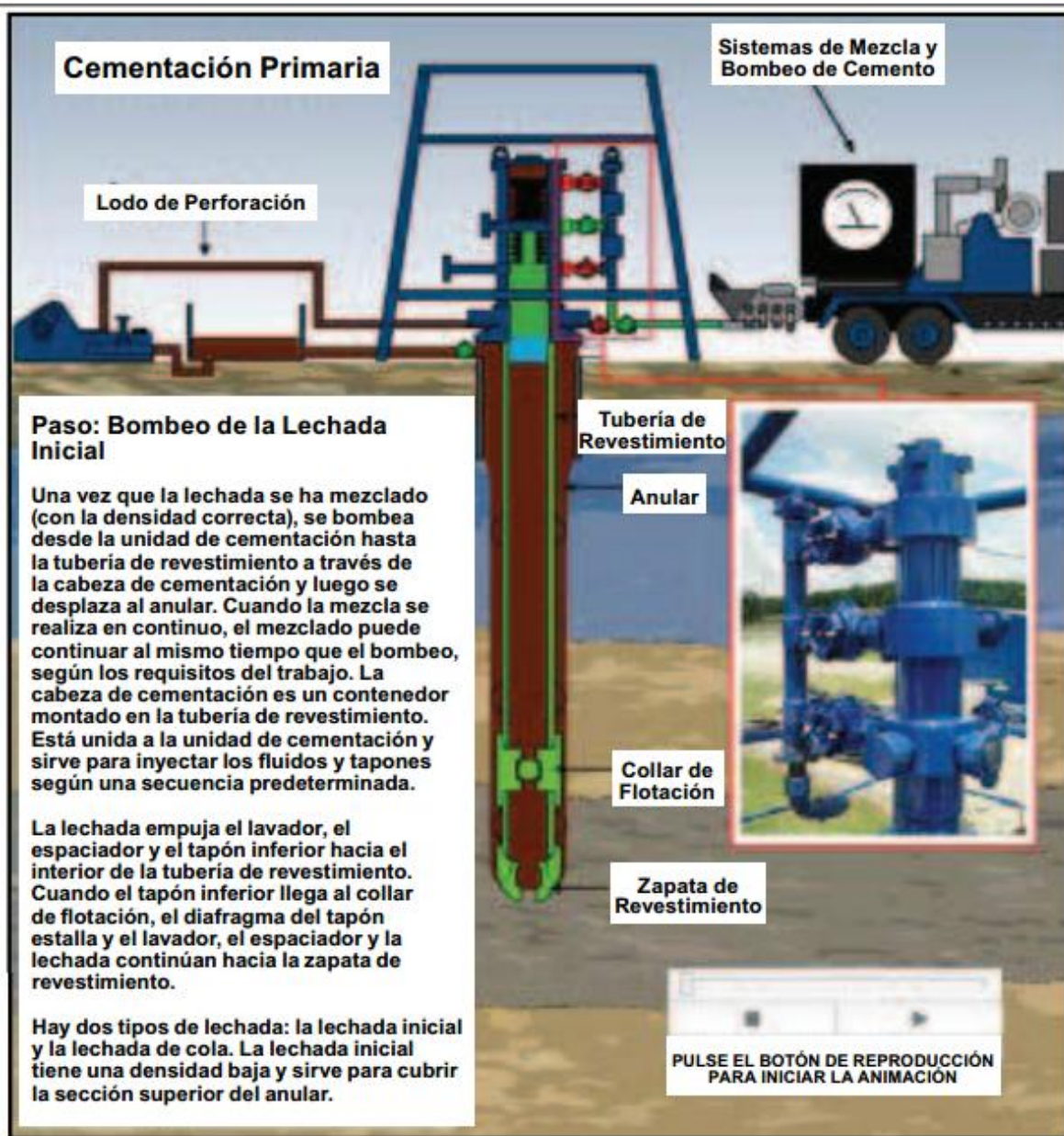


Figura 4.10 Bombeo de la lechada inicial

Bombeo de la lechada de cola

La lechada de cola es una lechada de mayor densidad, diseñada para cubrir la sección inferior del anular desde el fondo del agujero. Normalmente, la lechada de cola presenta unas propiedades superiores a las de la lechada inicial. Es esencial que la lechada de cementación tenga la densidad correcta para que sus propiedades sean las deseadas, como se muestra en la figura 4.11.

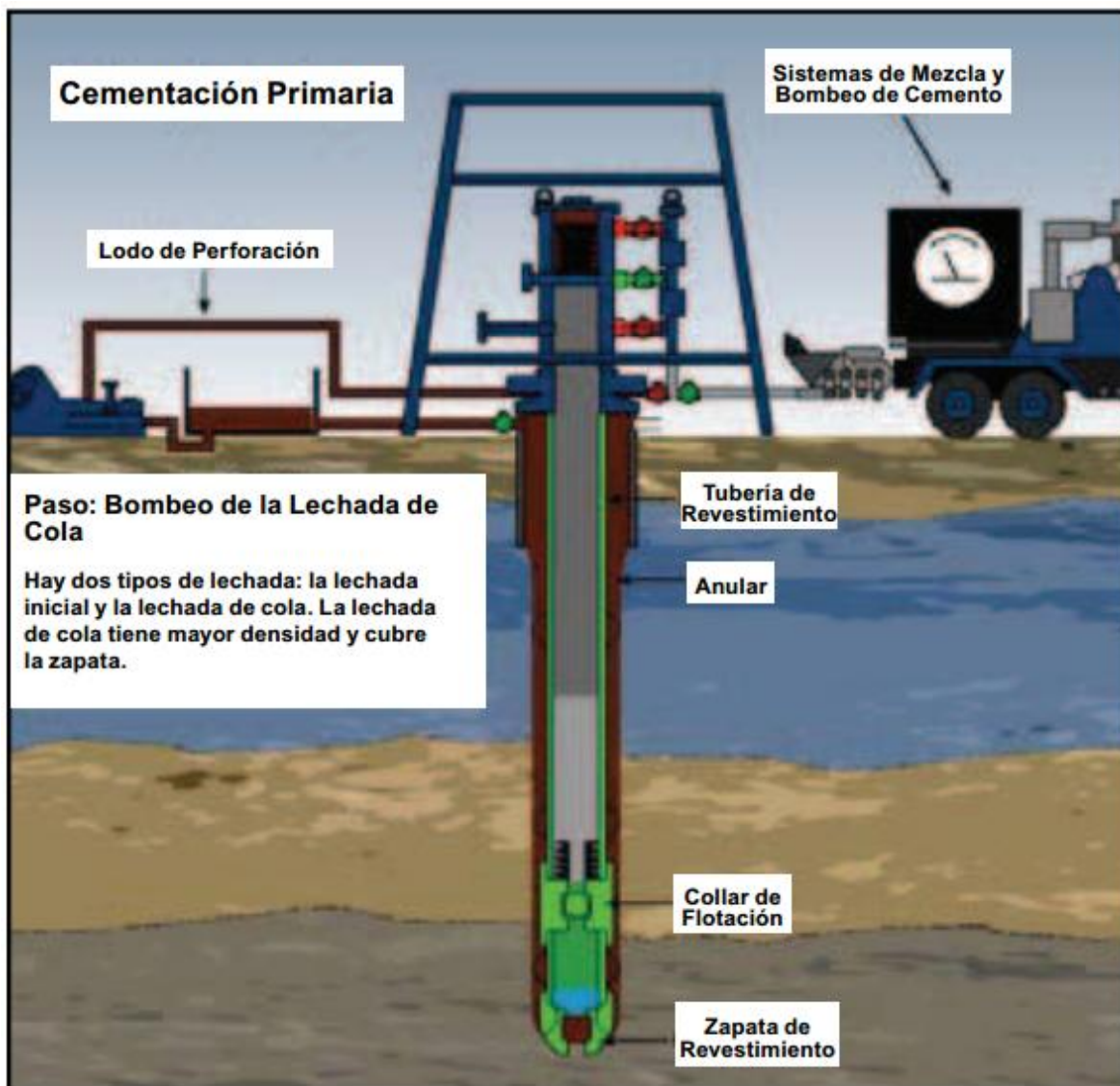


Figura 4.11 Bombeo de la lechada de cola

Lanzamiento del tapón superior

El segundo tapón limpiador de cementación se denomina tapón superior y es sólido. Se bombea al final de los trabajos de cementación con el fin de separar la lechada del fluido de desplazamiento que se bombea en la siguiente etapa del proceso, y evitar así que sea contaminada por dicho fluido.

Una vez que la lechada ya se ha bombeado en la tubería de revestimiento, el tapón superior se lanza desde la cabeza de cementación, como se muestra en la figura 4.12.

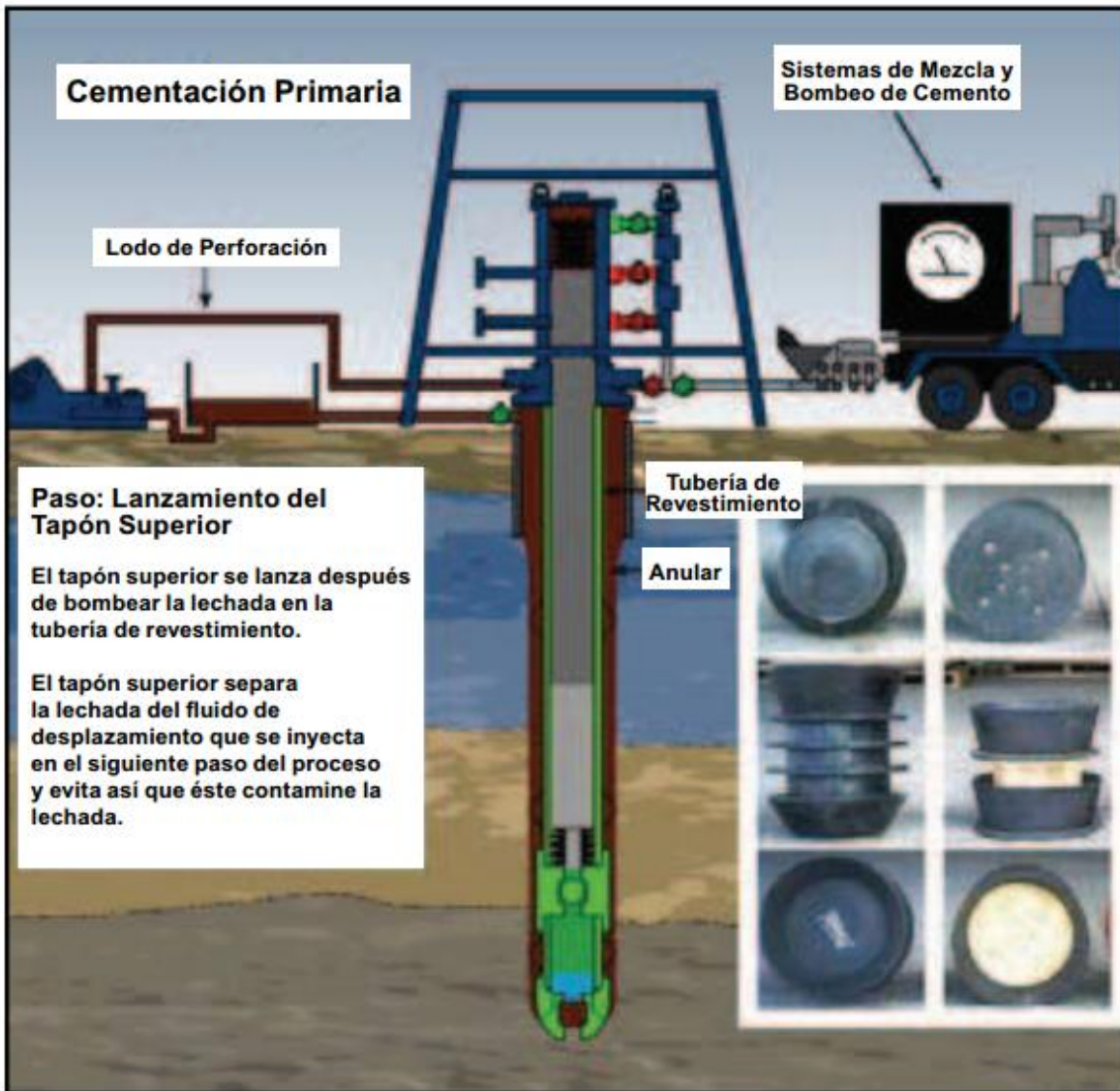


Figura 4.12 Lanzamiento del tapón Superior

Cuando se ha inyectado la lechada de cola, se para el bombeo y, a continuación, las válvulas de la cabeza de cementación se cambian de posición para permitir bombear un fluido (normalmente agua o espaciador) que empuje el tapón superior desde la cabeza de cementación.

Desplazamiento de lechadas y tapones con fluidos

A continuación, las lechadas de cementación y los tapones limpiadores se bombean (son desplazados) hacia el fondo del pozo mediante el fluido de perforación u otro fluido. Este fluido de desplazamiento empuja el tapón superior y la lechada hacia abajo por la tubería de revestimiento. Cuando el tapón limpiador inferior llega al collar de flotación, la membrana situada en su parte superior se rompe y la lechada es bombeada, saliendo de la parte inferior de la tubería de revestimiento y subiendo por el anular.

Cuando el tapón superior llega al tapón inferior, hay un aumento de presión. Las lechadas de cementación se encuentran en el espacio anular y en el recorrido de zapata. El proceso habrá finalizado cuando se indique un aumento de presión en la superficie y el proceso de desplazamiento haya terminado. Luego, retornarán de dos a cinco barriles y parará el flujo. Si este flujo de retorno continúa, significa que hay fugas en el collar de flotación.

Revisión de los flujos de retorno

El collar de flotación está equipado con una válvula de retención que evita que los fluidos regresen por la tubería de revestimiento. Si la válvula está defectuosa, la lechada puede empujar los tapones y el fluido por la tubería de revestimiento, debido al efecto de retorno de los tubos en U. Al final de un trabajo de cementación, es necesario comprobar que el collar de flotación o la zapata de flotación no presenten fugas. Para realizar esta comprobación se espera a que el fluido retorne a los tanques de desplazamiento de la unidad de cementación. Si el collar de flotación o la zapata de flotación funcionan correctamente, dejarán que vuelvan de dos a cinco barriles y luego se interrumpirá el flujo. Si este flujo de retorno continúa, significa que el collar de flotación tiene algún defecto.

Cementación por etapas

La cementación de etapas múltiples puede ser necesaria por gran diversidad de razones:

- Formaciones incapaces de soportar altas presiones hidrostáticas, ejercidas por columnas largas de cemento.
- Zonas superiores que requieren ser cementadas con cemento de alta densidad, alta resistencia compresiva y sin contaminación.
- Intervalos separados ampliamente, sin requerir cemento entre ellos,

La mayor parte de las razones para cementar por etapas se reducen al primer caso. Actualmente no es rara la cementación de sartas largas corridas hasta la superficie para proteger las tuberías de la corrosión. Alternadamente, zonas de pérdida de circulación pobremente taponadas, debajo de la zapata de la última tubería cementada, a menudo requieren ser cubiertas con cemento hasta la superficie. La cementación de dos etapas, con la cima de la primera etapa cubriendo las zonas débiles, ofrece seguridad, pero implica el llenado completo del espacio anular total.

Tres técnicas de cementación multietapa son comúnmente empleadas:

1. La cementación normal de dos etapas, en donde la cementación de cada etapa es una operación separada y distinta.
2. La cementación continua de dos etapas, con ambas etapas cementadas en una sola operación continua.
3. La cementación de tres etapas, donde cada etapa es cementada como una operación distinta.

El tiempo de ejecución de la cementación por etapas, incrementa el tiempo equipo.

Para realizar una cementación en dos etapas se siguen estos pasos:

1. Circulación y acondicionamiento del lodo.
2. Pruebas de presión de las líneas.
3. Bombeo del lavador y/o espaciador.

4. Bombeo de la lechada de cementación inicial y/o de cola (cementación de la primera etapa).
5. Lanzamiento del tapón de la primera etapa.
6. Desplazamiento de la lechada de cementación de la primera etapa hasta la zapata (profundidad total).
7. Bombeo del tapón de la primera etapa para verificar que ha llegado al collar de flotación.
8. Purga y comprobación de los retornos.
9. Lanzamiento de la bomba de apertura del collar de etapa (hasta que caiga en el collar de etapa).
10. Presurización de la bomba de apertura instalada en el collar de etapa; apertura de los puertos en el collar de etapa.
11. Circulación a través de los puertos del collar de etapa.
12. Bombeo del lavador o espaciador antes de la inyección de la lechada de cementación de la segunda etapa.
13. Bombeo de la lechada de cementación inicial y/o de cola (cementación de la segunda etapa).
14. Lanzamiento del tapón de cierre.
15. Desplazamiento del tapón de cierre hasta el collar de etapa.
16. Presurización del tapón de cierre para cerrar los puertos del collar de etapa.
17. Liberación y comprobación de los retornos.

Cementación de linner

Los liner son tuberías de cementación que no llegan hasta la superficie sino que son colgadas del interior de la tubería anterior, como se muestra en la figura

La superposición depende del objetivo del liner y puede oscilar entre 50 y 500 pies.

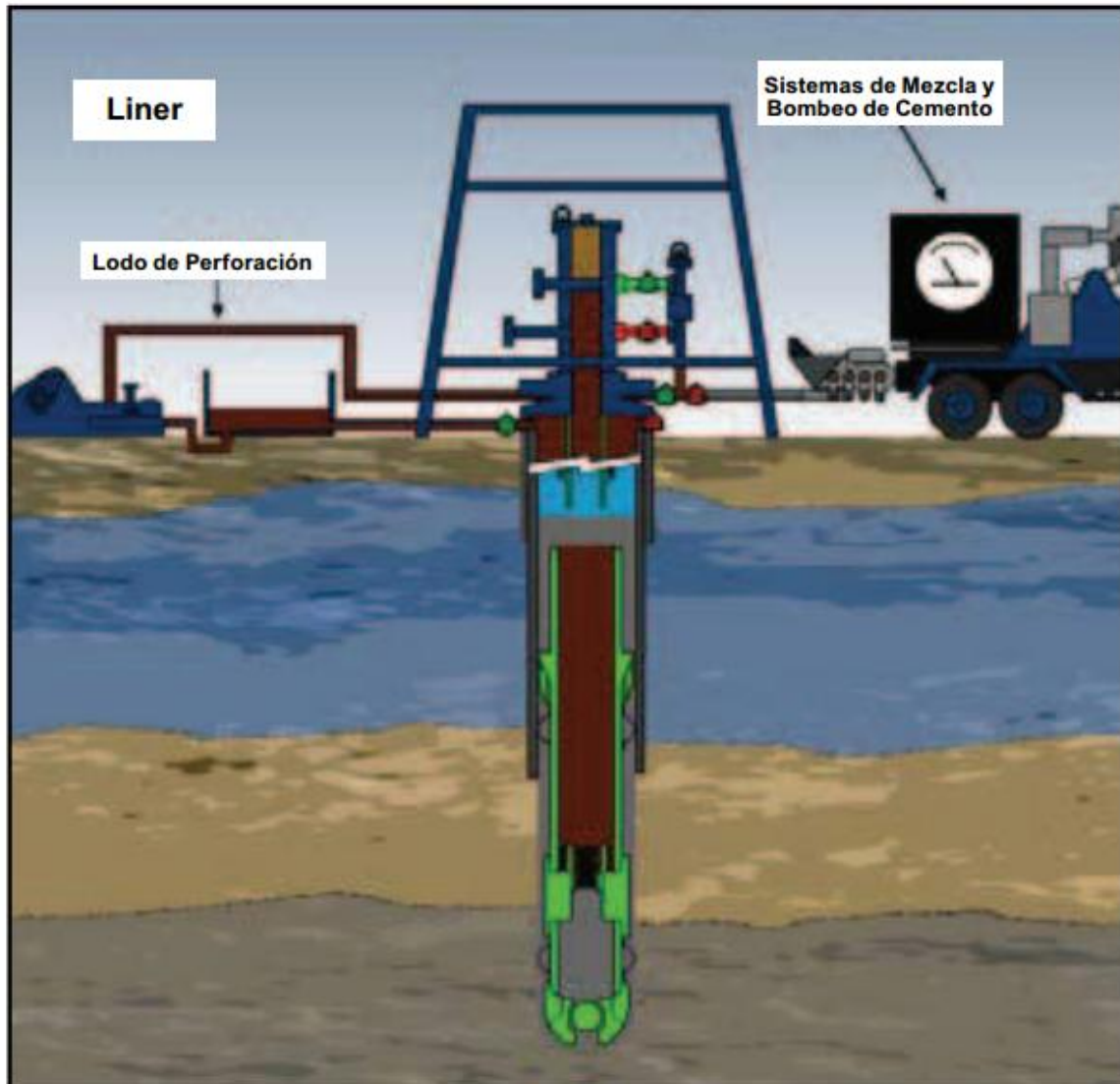


Figura 4.13 Cementación de Liner

El uso de liner (como tuberías de revestimiento de producción) permite utilizar menos tubería de revestimiento y, por tanto, reducir el costo del pozo. Las tolerancias anulares suelen ser pequeñas; debido a esto, en los trabajos de cementación puede ser necesario utilizar fluidos y técnicas de colocación especiales para reducir el riesgo de sufrir pérdidas.

Las lechadas utilizadas en la cementación de los liner están diseñadas para presentar unas propiedades de fluidez y de fraguado que garanticen una buena sustentación y aislamiento. Si el volumen lo permite, la lechada se mezclará por baches.

Los liner pueden ser liner de producción, liner de perforación o conexiones de liner a superficie (“tie-back”).

El liner de producción corre desde la última tubería de revestimiento hasta el fondo del pozo (profundidad total) y sustituye a la tubería de revestimiento de producción. Este liner está en contacto directo con los tramos de producción, de modo que la cementación en este punto es crítica.

Los liner de perforación se utilizan en las operaciones de perforación para poder aumentar la profundidad del pozo; su función es aislar las zonas de pérdida de circulación y otras zonas problemáticas.

Una conexión de liner a superficie asciende desde el tope de un liner ya existente hasta un punto superior en el interior de otra tubería de revestimiento. Se utiliza para reparar tuberías de revestimiento dañadas, desgastadas o corroídas situadas sobre otro liner ya existente.

5. Control de brotes y seguridad en los trabajos de perforación

Definición de brote

Brote: es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas, agua o una mezcla de estos durante el trabajo de perforación, esto creará una alteración de las presiones hidrostática este en el pozo.

Al ocurrir un brote, el pozo desaloja grandes cantidades de lodo de perforación en mayor proporción a lo normal o calculado, ocasionando un aumento de la presión de formación y al ser mayor que la presión hidrostática, provocando que los fluidos fluyan hacia la superficie y si dicho brote no es detectado o corregido a tiempo, se produce un reventón o descontrol.

Descontrol: es un brote fluidos, el cual no se puede controlar de manera adecuada mediante los mecanismos creados para tal fin.

Esto ocurre como resultado de la falta de atención a los medidores en superficie, y/o a la reacción tardía del personal.

5.1 Control de pozos

El control de un pozo puede ser subdividido en tres categorías o etapas:

La primera etapa es el proceso por la cual se mantiene una presión hidrostática en el pozo mayor que la presión de los fluidos de la formación que se perforando pero menor que la presión de fractura. Si la presión hidrostática por el lodo de perforación es menor que la presión de la formación entonces los fluidos de la formación entraran al pozo. Si la presión hidrostática es mayor que la presión de fractura de la formación entonces el fluido en el pozo se perderá.

Un sobre balance de la presión hidrostática sobre la presión de la formación se mantiene, este excedente se conoce como margen de viajes.

En la segunda etapa la presión del fluido falla en prevenir que los fluidos de la formación entren al pozo, el pozo fluirá .Este proceso es detenido por un preventor para que los fluidos de la formación no se escapen del pozo.

La tercera etapa describe la tercera línea de defensa, donde la formación no puede ser controlada por la primera y la segunda etapa (hidrostática y equipo), un reventón subterráneo por ejemplo en control de pozo no es un término usado.

El punto más importante es saber cuál es el estatus del pozo para cerrarse, esto determina que método de control de pozo se debe usar.

Causas de un brote

Normalmente en las operaciones de perforación convencional se mantiene una presión hidrostática superior a la presión de formación para evitar la invasión de fluidos al pozo.

Existen muchas causas para este fenómeno que a continuación se explicará cada la una de ellas:

Densidad insuficiente el lodo

Esta es la causa principal de un brote.

Será cuando se utiliza una densidad del lodo de perforación inferior a la necesaria, ocasionando la invasión de fluidos. Esto parece fácil de controlar la con solo incrementar la densidad del lodo, sin embargo esta puede ser lo menos adecuado por porque se puede exceder el gradiente de fractura la formación e inducir una pérdida de circulación, se puede incrementar el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial y se puede reducir significativamente la velocidad de penetración.

Llenado insuficiente al sacar tubería

Esta es otra de las causas principales de un brote.

Se origina durante operaciones en las cuales se tiene que extraer la tubería del pozo, como mantenimientos o cambios de diámetro tubería. A medida que se saca la tubería del pozo, el volumen del lodo disminuye por el volumen que desplaza el acero de la tubería en el interior del pozo.

Al disminuir el volumen del lodo, disminuye la presión hidrostática. Esto se vuelve crítico en operaciones como el sacado de lastrabarrenas y la tubería pesada de perforación. En todas las operaciones jamás dejar el pozo seco.

Pérdida de circulación

La pérdida de circulación puede ser parcial o total.

Si la pérdida de circulación (total) se presenta durante el proceso perforación, se corre el riesgo de que ocurra un brote y este aumenta al estar en zonas de alta presión, o en el yacimiento, en el caso de pozos delimitadores o exploratorios.

Para reducir la pérdida de circulación se recomienda, emplear la densidad mínima de lodo, cuidando la densidad equivalente de circulación (DEC), mantener la reología de lodo en condiciones óptimas, reducir las pérdidas de presión en el espacio anular, evitar incrementos bruscos de presión y reducir la velocidad introducción de la sarta.

Indicadores de un brote

Si un brote no es detectado ni corregido a tiempo, puede complicarse hasta producir un reventón. Con una detección oportuna de la presencia de un brote se tienen altas probabilidades de controlarlo.

Aumento de volúmenes en presas

El volumen del lodo en presas se mantiene constante durante el proceso perforación, si no se le añade fluido a los tanques y a las presas de lodos, una ganancia volumen en cualquiera de estos es una clara señal de un brote. Debe tenerse un equipo de medición de volumen en presas y tanques para indicara si el volumen aumenta o disminuye y con esto poder determinar la presencia de un brote o pérdida de circulación.

Aumento en el gasto salida

Esta situación se detecta al observar el flujo del lodo a través de la temblorina, el aumento se da al ocurrir un brote, ya que este empuja lodo adicional fuera del pozo.

Flujos sin circulación

Esta es el indicador más operacional de un brote, se da cuando el pozo fluye teniendo las bombas de lodos paradas. Si el indicador se manifiesta, es seguro

que un brote está en camino; atender un pozo de esta manera se le conoce como “Observar el pozo”.

Esto significa que las bombas de lodo son detenidas y el espacio anular es observado para determinar si el pozo continúa fluyendo o si el nivel estático del fluido está aumentando. Cuando se “observa el pozo”, la práctica normal consiste en subir la sarta de perforación de manera que la flecha se encuentre arriba de la mesa rotatoria.

Antes de poder observar si existe flujo, debe llenarse con lodo el espacio anular, en caso de que no esté lleno.

El Pozo Acepta Menos Lodo o Desplaza Más en los Viajes

Cuando se realiza un viaje (introducción o extracción de tubería) es más difícil detectar un brote. En cualquiera de los dos casos, para poder detectar un brote en sus inicios, es necesario llevar un control de la cantidad de tubería introducida o sacada del pozo y el volumen de lodo desplazado o requerido para su llenado correspondiente.

Al meter tubería dentro del pozo, se desplazará lodo hacia fuera. El volumen de lodo desplazado deberá ser igual al volumen de acero de la tubería introducida. Si el volumen desplazado es mayor que el volumen del acero, los fluidos de la formación estarán entrando al pozo forzando el lodo hacia afuera; es decir, estará ocurriendo un brote. Si el volumen del lodo desplazado es menor que el volumen de acero de la tubería introducida, entonces se tendrá pérdida de circulación.

En caso de que se esté sacando tubería del pozo, se debe añadir lodo para que vaya ocupando el espacio desocupado por la tubería que ya se sacó. El volumen de lodo requerido para llenar el pozo debe ser igual al volumen de acero que ha sido extraído. Si, por el contrario, se requiere una cantidad menor para llenar el pozo, entonces se tendrá una indicación de que está ocurriendo un brote. Ahora bien, si la cantidad de lodo necesaria para llenar el pozo es mayor que el volumen de acero extraído, entonces se tendrá una pérdida de lodo. La extracción de tubería es una operación más crítica que su introducción, debido a los efectos de sondeo y de llenado del pozo. En otras palabras, tanto el efecto de sondeo como

el de llenado ocasional del pozo reducen la presión en el fondo y esto puede originar que ocurra un brote.

Ambas operaciones de viaje, requieren que se determine el volumen del acero de la tubería. El volumen requerido para llenar el pozo puede medirse mediante:

1. Tanque de viajes.
2. Medidor de gasto.
3. Cambio en el nivel en las presas.
4. Contador de emboladas en las bombas.

A continuación se explican cada uno de estos puntos:

1. El tanque de viajes debe utilizarse, a fin de medir el volumen de lodo desplazado en el pozo, dependiendo de la forma en que estén hechas las conexiones. Es aconsejable que el tanque de viajes esté dispuesto de tal manera que se pueda utilizar para medir el llenado del volumen de lodo o el desplazado del pozo.
2. Se deben instalar medidores de gasto en tal forma que midan el volumen bombeado dentro del pozo o el volumen de lodo desplazado.
3. El nivel de la presa de lodos debe ser sensible a los cambios en el volumen de lodo; sin embargo debe recalarse que se necesita un volumen grande de lodo para que el cambio sea notorio, especialmente en presas de área grande.
4. El determinar el volumen de lodo contando el número de emboladas puede hacerse solamente cuando se está llenando el pozo. No se utiliza cuando se está metiendo tubería y desplaza el lodo del pozo, dado que este lodo no pasa a través de la bomba.

5.2 Métodos de control de pozos

Método del perforador.

Se basa en el principio básico de control, requiere de un fluido de circulación completo para que los fluidos invasores circulen fuera del espacio anular utilizando el lodo con densidad original a un gasto y presión constante y un estrangulador ajustable.

Se caracteriza por desalojar los fluidos de la formación que entran al pozo sin aumentar la densidad del lodo.

El *método del perforador* se usa ampliamente por su relativa facilidad de aplicación ya que al detectar la presencia de un brote se toman medidas inmediatas para desalojarlo tomando en cuenta las restricciones señaladas.

Secuencia

Para aplicar este método realice las siguientes instrucciones:

1. Circule el brote para desalojar la burbuja
2. Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo.
3. Ajuste el estrangulador hasta que la presión que se observe en el espacio anular sea igual a la presión de cierre estabilizada en la tubería de revestimiento (PCTR) manteniendo constante el gasto reducido de circulación.
4. Después de realizar la anterior instrucción registre la presión en la tubería de perforación (que será la presión inicial de circulación PIC)
5. Mantenga constante la presión en la tubería de perforación (TP) ajustando el estrangulador. Si la presión en la TP se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo, manteniendo constante el gasto reducido de circulación.
6. Después de desalojar la burbuja y que salga lodo en condiciones, suspenda el bombeo.

Las presiones al cierre de TP y TR deberán ser iguales o menores a la presión de cierre en TP original. En caso de no cumplirse esta condición, continúe la circulación ya que un segundo brote se ha introducido al espacio anular en este caso repita las instrucciones anteriores.

Si las presiones en TP y TR son iguales entre sí procesa al control final utilizando el Método el Ingeniero.

Recomendación

Cierre ligeramente el estrangulador al momento que se desaloje la burbuja del pozo, la cual sufre una expansión súbita al no tener la carga hidrostática de un fluido más pesado arriba de ella. Por esto, una descompensación en la presión de fondo provocada por la expansión de la burbuja, podría permitir la introducción de otra durante el desalojo de la primera, observándose disminución en la presión del espacio anular, hasta un valor similar a la presión de cierre en la tubería de perforación (PCTP), que será la presión con la que excede el yacimiento a la hidrostática de la columna de lodo.

Cuando la burbuja ha sido eliminada y salga el lodo en condiciones favorables (densidad, viscosidad, etc.), al suspender el bombeo las presiones de las tuberías de perforación y de revestimiento deben ser iguales a las PCTP original, ya que, en el espacio anular y en la tubería de perforación habrá lodo con la misma densidad a la existente en la tubería de perforación antes de ocurrir el brote y cerrar el pozo.

Este será el momento para hacer los preparativos y cálculos para poder llevar a cabo el Método del Ingeniero o cualquier otro sin el riesgo de que las presiones se incrementen.

Método del Ingeniero

Este método (también llamado de esperar y densificar), implica que estando el pozo cerrado se tenga que esperar mientras se prepara lodo con la densidad adecuada y equilibrar la presión hidrostática con la presión de la formación así

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

como recabar los datos necesarios y efectuar los cálculos para llevar a cabo el control total del pozo.

Este método se caracteriza por aumentar la densidad del lodo y esperar el equilibrio entre la presión hidrostática y la presión de la formación.

Secuencia

1. Para conocer el gasto de la bomba se realiza lo siguiente:

$$\text{Gasto de la bomba: } \underline{\hspace{2cm}} \text{ lt/emb} \times \underline{\hspace{2cm}} \text{ emb/min} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ lt/min}$$

2. El tiempo de desplazamiento se obtiene:

$$\text{Tiempo de desplazamiento} = \frac{\text{Vol. int. de la sarta}}{\text{Gasto de la bomba}} = \frac{\text{lt}}{\text{lt/min}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ min}$$

3. Las emboladas para desplazar se obtienen con la siguiente operación:

$$\text{Emboladas para desplazar} = \frac{\text{Vol. int. de la sarta}}{\text{Capacidad de la bomba}} = \frac{\text{lt}}{\text{lt/emb}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ min}$$

4. La densidad del lodo de control se sabe resolviendo la operación siguiente:

Densidad del lodo de control

$$D_c = D_i + \frac{PCTP \times 10}{PROF} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ gr/cm}^3 + \underline{\hspace{2cm}} \frac{\text{kg/cm}^2 \times 10}{m} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ gr/cm}^3$$

5. El margen de seguridad en caso de no existir riesgo de pérdida de circulación es de:

$$M_s = 0.03 \pm 0.04 \text{ gr/cm}^3$$

6. La presión inicial de circulación se sabe resolviendo las siguientes operaciones:

$$PIC = P_R + PCTP = \underline{\hspace{2cm}} \text{ Kg/cm}^2 + \underline{\hspace{2cm}} \text{ Kg/cm}^2 = \underline{\hspace{2cm}} \text{ Kg/cm}^2$$

7. La presión final de circulación se obtiene con estas operaciones:

$$PFC = P_R \times \frac{D_c}{D_i} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ Kg/cm}^2 \times \underline{\hspace{2cm}} \frac{\text{gr/cm}^3}{\text{gr/cm}^3} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ Kg/cm}^2$$

De estas fórmulas se obtiene la siguiente nomenclatura:

D_c = Densidad del lodo de control (gr/cm^3)

D_i = Densidad inicial del lodo en el pozo (gr/cm^3)

PCTP = Presión de cierre en la TP estabilizada (kg/cm^2)

PROF = Profundidad (m)

Ms = Margen de seguridad

PIC = Presión inicial de circulación (kg/cm^2)

P_R = Presión reducida de circulación (kg/cm^2)

PFC = Presión final de circulación (kg/cm^2)

Los datos señalados son necesarios para conocer la información del pozo y determinar los parámetros a seguir, a continuación el procedimiento de operación:

1. Abra el estrangulador y simultáneamente inicie el bombeo del lodo con densidad de control a un gasto reducido.
2. Ajustando el estrangulador, iguale la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la TR (PCTR)
3. Mantenga la presión en el espacio anular constante (con la ayuda del estrangulador) hasta que la densidad de control llegue a la barrera. Lea y registre la presión en la TP (debe ser similar a la (PFC))
4. Mantenga constante el valor de presión en TP (PFC) con ayuda del estrangulador. Si la presión se incrementa, abra el estrangulador; si disminuye, ciérrelo
5. Continúe circulando con la presión de TP constante, hasta que salga lodo con densidad de control en la superficie.
6. Suspnda el bombeo y cierre el pozo.
7. Lea y registre las presiones en TP y TR.

Si las presiones son iguales a cero, el pozo estaba bajo control.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Si las presiones son iguales pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado no fue lo suficiente para contra del pozo. El procedimiento se deberá repetir con base en las nuevas presiones registradas.

Si la presión en TP es cero, pero en TR se registra presión se tendrá el indicativo de que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con densidad de control debiéndose restablecer el bombeo con las presiones pérdidas al cierre.

Ejemplo:

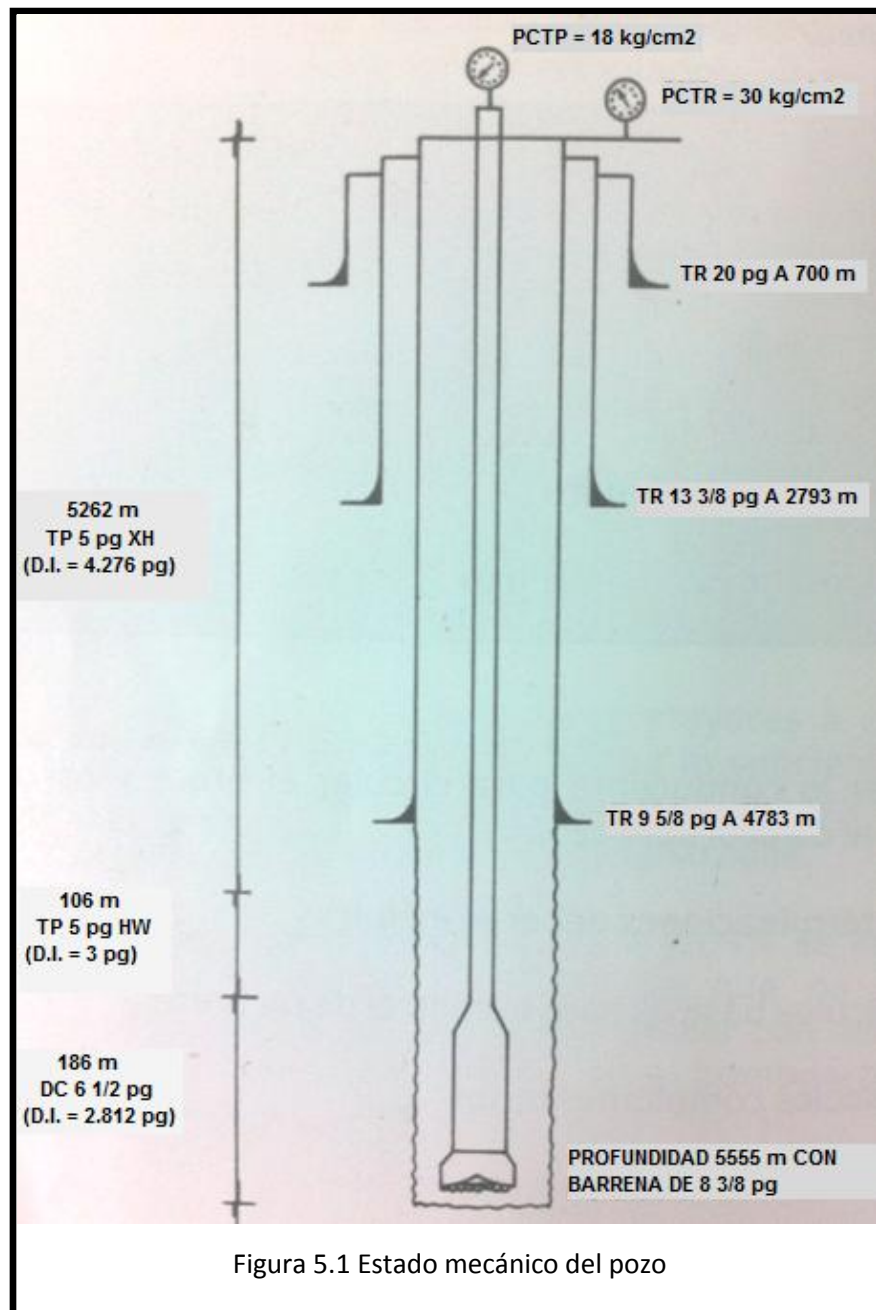


Figura 5.1 Estado mecánico del pozo

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

En la figura se muestra el estado mecánico de un pozo con los datos siguientes:

Tabla 5.1 DATOS DEL POZO	
Diámetro de la barrena	8 3/8 pg (3 toberas de 14/32)
Herramienta de 6 ½ pg	Longitud 185 m (D.I. = 2.812 pg)
TP 5 pg HW	Longitud 108 m (D.I. = 3 pg)
TP 5 pg XH	Longitud 5262 m (D.I. = 4.276 pg)
Profundidad del pozo	5555 m
TR 9 5/8 pg cementada	478 m (D.I. = 8.535 pg)
Densidad de lodo	1.70 gr/cm ³
Presión reducida de circulación	84 kg/cm ² a 28 emb/min
Presión de cierre en TP	18 kg/cm ²
Presión de cierre en TR	30 kg/cm ²
Incremento de volumen en presas	29 bl = 3180 lt

Realizar lo conducente para circular brote y restablecer el control del pozo.

Las determinaciones deberán incluir:

- Los cálculos básicos para control de un brote

Solución:

Tiempo desplazamiento la entidad a la sarta.

Factores de capacidad interior.

$$\text{Factor de Cap.} = 0.5067 (DI)^2$$

$$\text{TP 5 pg XH} = 0.5067 (4.276)^2 = 9.26 \text{ lt/m}$$

$$\text{TP 5 pg HW} = 0.5067 (3)^2 = 4.56 \text{ lt/m}$$

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Herramienta de 6 ½ pg = $0.5067 (2.812)^2 = 4.00$ lt/m

Volumen interior

Volumen interior de la tubería = Factor de cap. X longitud de tubería

TP 5 pg XH = 9.26 lt/m x 5262 m = 48,726 lt

TP 5 pg HW = 4.56 lt/m x 108 m = 492 lt

Herramienta de 6 ½ pg = 4 lt/m x 185 m = 740 lt

VOLUMEN TOTAL = 49,958 lt

Tabla 5.2 DATOS DE LA BOMBA	
Marca	IDECO
Modelo	T – 1300 triplex simple acción
Diámetro de la camisa	6 ½ pg
Longitud de carrera	12 pg
Emboladas máximas	130 emb/min
Presión de operación a 28 emb/min	84 kg/cm ²
Presión límite de operación	228 kg/cm ²

Capacidad de la bomba

$$G = 0.0386 \times L \times D^2$$

$$G = 0.0386 \times 12 \times (6.5)^2 = 17.61 \text{ lt/emb al } 90\% \text{ de eficiencia volumétrica}$$

- Si la presión reducida es 84 kg/cm² a 28 emb/min el gasto de la bomba será:

$$17.61 \text{ lt/emb} \times 28 \text{ emb/min} = 493 \text{ lt/min} = 130 \text{ gal/min}$$

- El tiempo de desplazamiento en el interior de la sarta será:

$$T = \frac{\text{Vol. int. TP}}{Q_R} = \frac{\text{Vol. int TP}}{\text{Gasto reducido}}$$

$$T = \frac{49,958 \text{ lt}}{493 \text{ lt/min}} = 101 \text{ min}$$

- El número de emboladas para desplazar el volumen de la TP será:

$$\text{Emb} = \frac{\text{Vol. int. TP}}{\text{Capacidad de la bomba}} = \frac{49,958 \text{ lt}}{17.61 \text{ lt/emb}} = 2837 \text{ emb}$$

- Densidad de control

$$D_C = D_I + \text{Inc. Dens}$$

$$\text{Inc dens} = \frac{PCTP \times 10}{PROF} = \frac{18 \times 10}{5555} = 0.03 \text{ gr/cm}^3$$

Por lo tanto:

$$D_C = 1.70 + 0.03 = 1.73 \text{ gr/cm}^3$$

- Presión inicial de circulación

$$PIC = P_R + PCTP$$

$$PIC = 84 + 18 = 102 \text{ kg/cm}^2 \text{ a } 28 \text{ emb/min}$$

- Presión final de circulación

$$PFC = P_R \times \frac{D_C}{D_I}$$

$$PFC = 84 \times \frac{1.73}{1.70} = 85 \text{ kg/cm}^2 \text{ a } 28 \text{ emb/min}$$

5.3 Seguridad en el personal

En un trabajo de perforación, la seguridad es un tema primordial debido a la peligrosidad de los procesos que se realizan y que en estos hay vidas humanas en riesgo y de haber un incidente podrían perderse al igual que habría muchos daños materiales.

Equipo de protección personal

Equipo de protección personal (EPP): conjunto de elementos y dispositivos, diseñados específicamente para proteger al trabajador contra accidentes y enfermedades que pudieran ser causados por agentes o factores generados con motivo de sus actividades de trabajo y de la atención de emergencias. En caso de que en el análisis de riesgo se establezca la necesidad de utilizar ropa de trabajo con características de protección, ésta será considerada equipo de protección personal.

Los riesgos según el tipo de agente son:

Físicos

Mecánicos (golpes al usar llaves de apriete de tuberías; golpes por objetos caídos o suspendidos del mástil, golpes o machucaduras por uso de herramientas o maniobras diversas), pérdida auditiva por el ruido de los equipos, fatiga por altas y bajas temperaturas y alta humedad.

Químicos

Intoxicación por polvos de cemento, barita, bentonita y otros productos químicos usados en los lodos de perforación y ocasionalmente gases.

Biológicos

Contagio por hongos, bacterias y virus en áreas habitacionales, aquí la higiene juega un papel importante para prevenir enfermedades.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Ergonómicos

Derivados del manejo de herramientas y equipos que requieren de adaptación del hombre, llaves de apriete, marros, barretas, etc. Estos producen un sobreesfuerzo en los trabajadores.

Psicosociales

Interrelación con sus compañeros de trabajo, por ejemplo el tipo de actitud son riesgos innecesarios que ocasionan accidentes que por la inadecuada actitud de los trabajadores.

Todo el equipo de protección cumple con una función específica en cada una de las áreas de riesgo, pero también el equipo utilizado debe ir de acuerdo con la actividad a realizar o el puesto que se tenga en el equipo de perforación.

El equipo de protección personal está claramente especificado en la Norma Oficial Mexicana 017 (NOM-017-STPS-2008) y a continuación se hará un listado del equipo de protección personal utilizado en los trabajos de perforación únicamente:

Tabla 5.3 EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL		
CLAVE Y REGION ANATOMICA	CLAVE Y EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL	TIPO DE RIESGO EN FUNCION DE LA ACTIVIDAD DEL TRABAJADOR
1) Cabeza	A) Casco contra impacto	A) Golpeado por algo, que sea un posibilidad de riesgo continuo inherente a su actividad
2) Ojos y cara	A) Anteojos de protección B) Goggles C) Gafas para soldador	A) Riesgo de proyección de partículas o líquidos. En caso de estar expuesto a radiaciones, se utilizan anteojos de protección contra la radiación. B) Riesgo de exposición a vapores o humos que pudieran irritar los ojos o partículas mayores o a alta velocidad. C) Específico para procesos con soldadura autógena
3) Oídos	A) Tapones auditivos B) Conchas acústicas	A) Protección contra riesgo de ruido; de acuerdo al máximo especificado en el producto o por el fabricante. B) Mismo caso del inciso A.
4) Aparato respiratorio	A) Respirador contra gases y vapores B) Mascarilla desechable C) Equipo de respiración autónomo	En este tipo de productos es importante verific//ar las recomendaciones o especificaciones de protección del equipo, hecha por el fabricante del producto. B) Protección contra gases y vapores. Considerar que hay diferentes tipos de gases y vapores para los cuales aplican también diferentes tipos de respiradores, incluyendo para gases o vapores tóxicos. C) Mascarilla sencilla de protección contra polvos. D) Se utiliza cuando el trabajador entra a espacios confinados o cuando un respirador no proporciona la protección requerida.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

5) Extremidades superiores	A) Guantes contra sustancias químicas B) Guantes contra temperaturas extremas C) Guantes	En este tipo de productos es importante verificar las recomendaciones o especificaciones de los diferentes guantes existentes en el mercado, hecha por el fabricante del producto. Su uso depende de los materiales o actividad a desarrollar. A) Riesgo por exposición o contacto con sustancias químicas corrosivas. B) Riesgo por exposición a temperaturas bajas o altas. C) Hay una gran variedad de guantes: tela, carnaza, piel, pvc, látex, entre otros. Dependiendo del tipo de protección que se requiere, actividades expuestas a corte, vidrio, etc.
6) Tronco	A) Overol	A) Extensión de la protección en todo el cuerpo por posible exposición a sustancias o temperaturas. Considerar la facilidad de quitarse la ropa lo más pronto posible, cuando se trata de sustancias corrosivas.
7) Extremidades inferiores	A) Calzado ocupacional B) Calzado contra Impactos C) Calzado dieléctrico D) Botas impermeables	A) Proteger a la persona contra golpes, machacamientos, resbalones, etc. B) Protección mayor que la del inciso anterior contra golpes, que pueden representar un riesgo permanente en función de la actividad desarrollada. C) Protección contra descargas eléctricas. D) Generalmente utilizadas cuando se trabaja en áreas húmedas.
8) Otros	A) Equipo de protección contra caídas de altura B) Equipo para brigadista contra incendio	A) Específico para proteger a trabajadores que desarrollen sus actividades en alturas y entrada a espacios confinados. B) Específico para proteger a los brigadistas contra altas temperaturas y fuego. Hay equipo adicional en función de las actividades rescate a realizar.

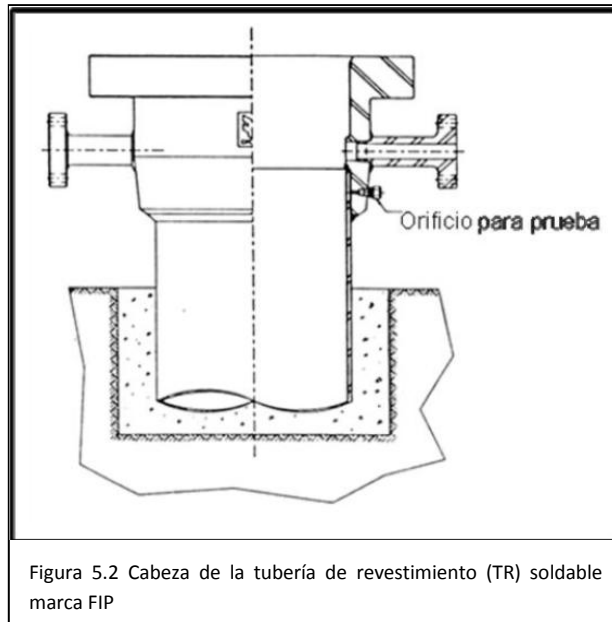
Equipo de seguridad en el equipo de perforación

Cabezal de tubería de revestimiento

El cabezal de tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la sarta de tubería de revestimiento.

Por diseño es roscable, soldable o bridado, además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal, se utilizan para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso debe limitarse para casos de emergencia estrictamente. Cuando las líneas no están instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.



Conjunto de preventores de superficie

Durante las operaciones de perforación al manifestarse un brote, el sistema de control superficial tiene la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo a fin de circular el fluido invasor fuera de él.

El control de un pozo lo constituyen generalmente en la superficie, los sistemas independientes que son el de circulación y el de preventores de reventones.

El conjunto de preventores tiene un arreglo que permite:

- 1) Cerrar la parte superior del pozo alrededor de la tubería de perforación o de los lastrabarrenas y en su caso bajo condiciones de presión meter la tubería hasta el fondo del pozo.
- 2) Descargar en forma controlada el gas, el fluido de perforación cortado con gas o agua salada.
- 3) Bombear fluidos al interior del pozo y circular el brote a la superficie.
- 4) Colgar la tubería de perforación y si es necesario cortarla.
- 5) Conectarse al pozo nuevamente, después de un período de abandono temporal.

El arreglo de preventores de superficie está constituido por varios componentes. Algunos de estos son los preventores anulares (esféricos), preventores de arietes en sus diversas formas, carretes de control, etc.

Arreglos del conjunto de preventores

El criterio para seleccionar el arreglo del conjunto de preventores considera la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida.

El riesgo es mayor cuando se tiene:

- Presiones de formación anormales.
- Yacimientos de alta productividad o presión.
- Áreas densamente pobladas.
- Grandes concentraciones de personal y equipo como el caso de barcos y plataformas marinas. El arreglo requerido es más completo y en consecuencia de mayor costo.

El riesgo es menor cuando se tiene:

- Presiones de formación normales.
- Áreas desérticas o montañosas, alejadas de los grandes centros de población.

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de presión de trabajo. Los arreglos que API RP-53 (3ra. Edición Marzo, 1997) recomienda ser los adecuados para operar con 2,000, 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 lb/pulg² (141; 211; 352; 703 y 1055 kg/cm²) de presión de trabajo y el código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

G - Cabeza rotatoria

A - Preventor anular

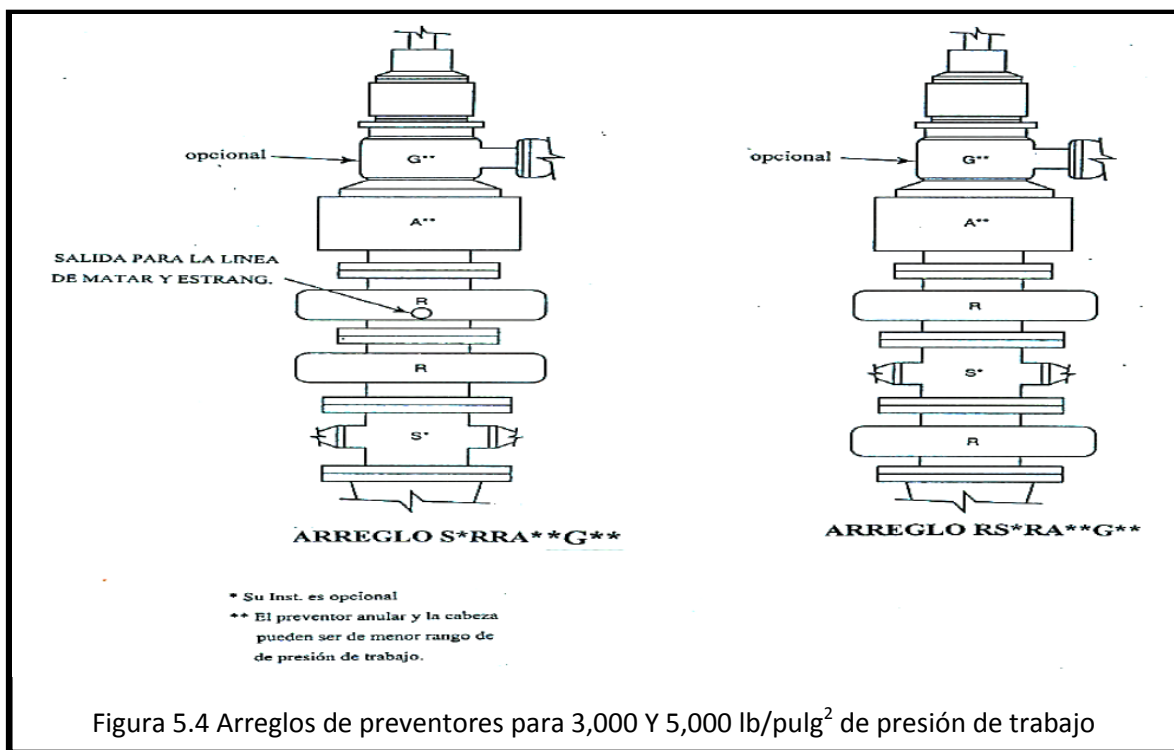
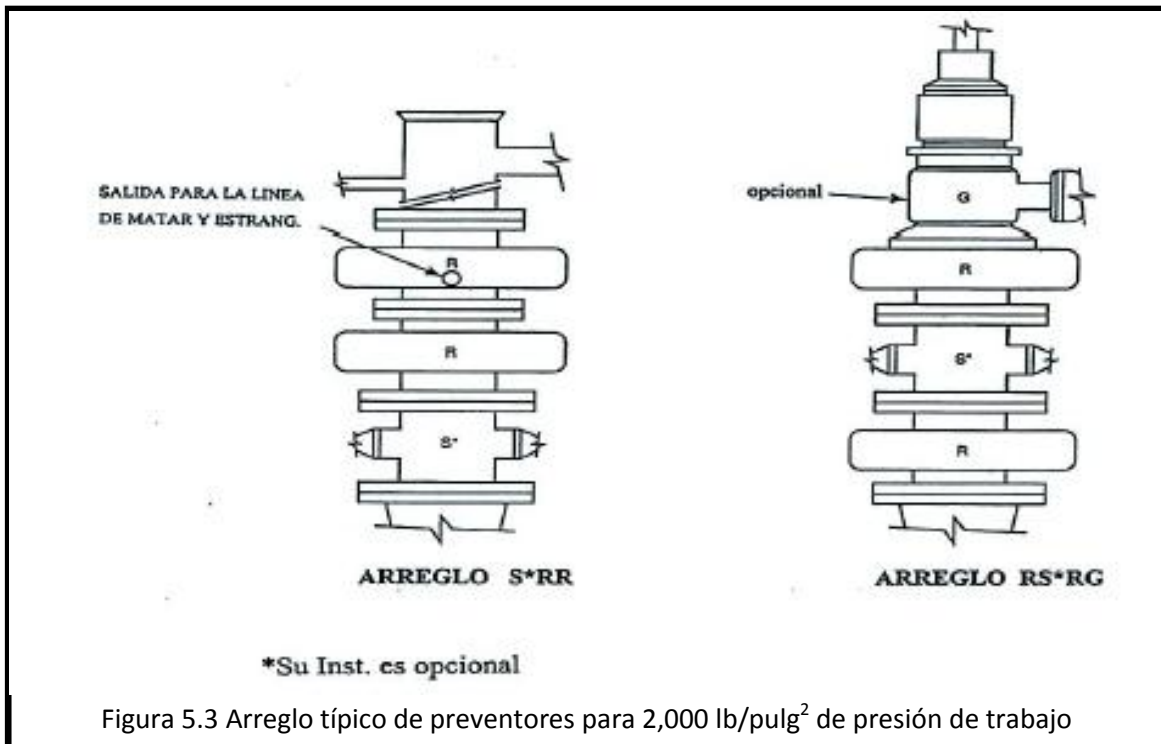
R - Preventor de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.

Rd - Preventor doble de arietes para tubería de perforación, ciegos, variables o de corte.

Rt - Preventor triple con tres juegos de arietes, instalado al criterio del operador

S - Carrete de control con salidas laterales para líneas de matar y estrangular

K - 1000 lb/pulg² (70 kg/cm²) de presión de trabajo



Capítulo 6. Elaboración de un programa de perforación enfocado a un caso real: Pozo Santana 670

Modelo Geológico

El pozo Santana 670, es un pozo terrestre que pertenece al campo S ubicado en la Cuenca Salina del Istmo, en el estado de Tabasco. Este campo tiene una historia de producción desde 1959 en cuerpos arenosos de la formación Encanto con edad Mioceno Medio y Plioceno Inferior, cuenta con 70 pozos, distribuidos entre los bloques, los cuales son anticlinales de forma domica, con influencia salina, cortado por fallas normales con caída al noreste formando bloques independientes. La figura 6.1 muestra varias cuencas de la zona sur de México entre ellas la Cuenca Salina del Istmo.

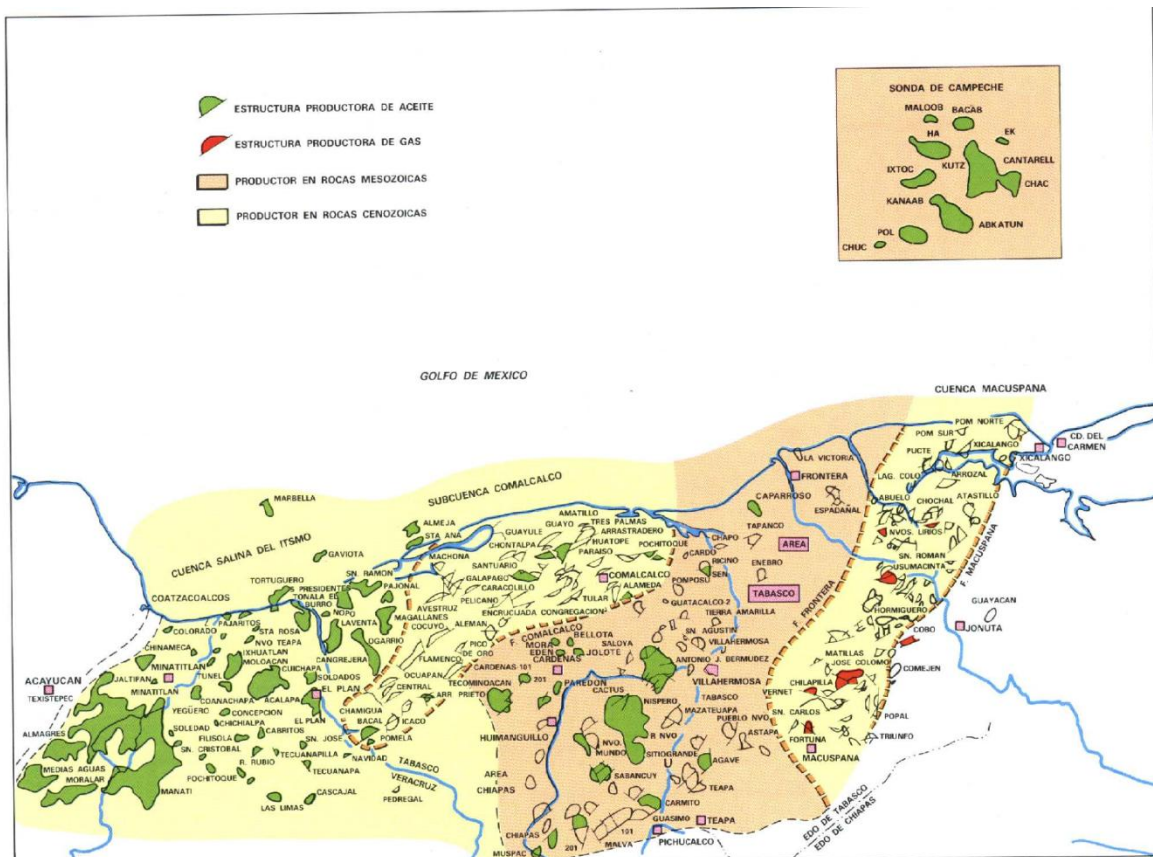


Figura 6.1 Campos de las cuencas terciarias del sureste y de las áreas de Chiapas-Tabasco y de Campeche

El modelo sedimentológico de la zona muestra un régimen extensivo influenciado por la tectónica salina, así como los bloques ya mencionados y areniscas de canal, abanicos submarinos y barras costeras.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

La columna geológica probable a encontrar al perforar ha sido correlacionada de pozos vecinos, en este caso el S241D y el S257T. En este caso se tiene la siguiente información.

Tabla 2.1 Columna geológica probable				
Formación	Profundidad vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad (md)	Espesor (md)	Litología
Plio-Pleistoceno Paraje Solo	Aflora	Aflora	430	Lutita
Plioceno Superior Filisola	430	430	993	Lutita
Plioceno Inferior C. Superior	1224	1423	1972	Lutita y arenisca
Mioceno Superior C. Inferior	2256	3395	119	Lutita y arenisca
Mioceno Medio Encanto	2335	3514	690	Lutita y arenisca
Profundidad Total	2949	4180		

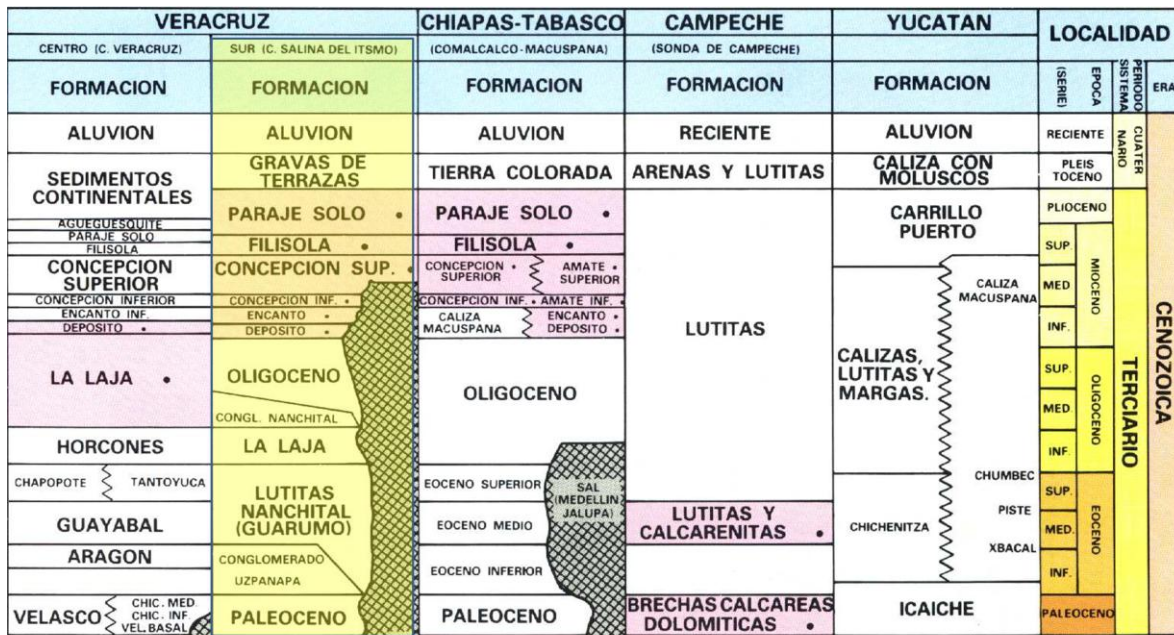


Figura 6.2 Tabla de correlación estratigráfica del Sur de México

* Las unidades productoras de Hidrocarburos presentan un color rosado, y remarcado con amarillo se encuentra la Cuenca Salina del Istmo.

Esta zona presenta dos eventos geológicos relevantes a considerar durante los trabajos de perforación, la unidad Encanto presenta una zona de transición a presión anormal, para ser más precisos, una zona de sobrepresión, la cual a pesar de haber sido mapeada por las correlaciones de los demás pozos de la zona, no se tiene una profundidad exacta al carecer de un registro sísmico. Y el otro evento es la Sal terciaria, la cual ya fue perforada por dos pozos del mismo campo el S280 y el S277, encontrando un cuerpo salino de alta densidad (2.05 gr/cm^3), con lo cual se presentaron problemas de atrapamiento.

Información Estimada del Yacimiento

En este yacimiento se espera un aceite de 31 ° API con una producción de 700 bpd y 0.6 mmpcd, con una temperatura de fondo de 90 °C y una presión de fondo estimada en 1,000 psi. De acuerdo a estas condiciones, se establece que en la zona productora se dejará en TR de 5". Con un aparejo de producción para realizar la terminación en 2 7/8".

Análisis petrofísico

Correlacionando información de pozos cercanos en el mismo campo, obtenemos:

- Intervalo: Cenozoico
- Objetivos: Arenas de la formación Encanto.
- Roca: Areniscas poco consolidadas y lutitas intercaladas.
- Porosidad Efectiva: 25%
- Saturación de agua: 11%
- Volumen de arcillas: 17%
- Permeabilidad: 30 – 100 mD
- Espesor: 4 – 35 m

Esto es solo la información aproximada, para conocer los datos reales debe realizarse registros al pozo durante la perforación.

6.1 Determinación de geopresiones

Para determinar el perfil de geopresiones se construyó un modelo geomecánico que se calibró utilizando información de los pozos de correlación S277, S258D, S259D, S239B, S280D, S199D, S219D y S241D. Pero debido a la poca información de registros sísmicos, de densidad y de porosidad, se agregaron datos de los pozos exploratorios al campo, A1, A2, A3, C1 y M1.

Estos pozos tienen información completa y actual, incluyendo registros sísmicos. El pozo A1 es el más cercano y el más representativo.

Utilizando esta información se generaron registros sintéticos con los registros resistivos disponibles en el campo S para general el modelo geomecánico. Será importante calibrar estos registros en cuando se tengan registros reales.

El campo S está caracterizado por tener un domo salino no intrusivo, una zona de presión anormal hasta la formación Encanto y una transición hacia una zona de presiones anormales en la parte baja de esta misma formación. Algunos de los pozos de la zona han alcanzado esta zona de sobrepresión, por lo que es crucial para la predicción de la presión de poro la identificación de la entrada de la zona de presiones anormales. Se mapeó con datos de pozos del área, una superficie correspondiente a esta entrada. Y con esto se logró identificar que el pozo llegaría hasta la zona de transición y no se adentraría en la zona franca de sobrepresión.

No existen pruebas mecánicas realizadas en núcleos en el área, por lo que la resistencia de la roca a la compresión (UCS) y a la tensión se estimaron correlaciones provenientes de campos análogos. Estos parámetros son fundamentales para determinar el gradiente de colapso.

El modelo geomecánico se validó generando una ventana operativa para los pozos de correlación incluyendo el A1 y evaluando que sea consistente con lo observado durante la perforación. Con estos resultados se generó la ventana operativa del pozo Santana 670.

La tabla 6.2 representativa de los datos para la creación de la ventana operativa.

Tabla 6.2 Datos representativos de la ventana operativa				
Prof (md)	Gradiente poro (gr/cc)	Derrumbe (gr/cc)	Pérdida parcial (gr/cc)	Fractura (gr/cc)
243	1.029	0.708	1.678	2.595
253	1.029	0.896	1.683	2.519
263	1.029	0.862	1.686	2.528
833	1.029	1.315	1.776	2.537
843	1.029	1.31	1.777	2.536
853	1.029	1.297	1.779	2.54
863	1.029	1.286	1.779	2.541
1003	1.029	1.155	1.785	2.533
1013	1.029	1.167	1.785	2.521
1503	1.155	1.413	1.822	2.417
1513	1.16	1.419	1.824	2.418
1523	1.167	1.431	1.83	2.423
1533	1.169	1.439	1.832	2.421
1803	1.116	1.355	1.772	2.337
1813	1.107	1.33	1.76	2.316
1823	1.091	1.258	1.746	2.3
2323	1.15	1.349	1.748	2.242
2333	1.138	1.338	1.741	2.233
2833	1.088	1.209	1.652	2.074
2843	1.085	1.188	1.645	2.063
2853	1.098	1.2	1.655	2.073
3033	1.128	1.211	1.663	2.061
3043	1.12	1.222	1.661	2.061
3053	1.128	1.19	1.66	2.055
3783	1.093	0.716	1.568	2.237
3793	1.07	0.825	1.541	2.2
3803	1.097	0.748	1.526	2.181
4013	1.322	1.242	1.988	2.824
4023	1.289	1.21	1.971	2.826
4033	1.262	1.143	1.963	2.859
4183	1.473	1.468	2.039	2.716
4193	1.483	1.437	2.048	2.74
4203	1.479	1.471	2.041	2.717

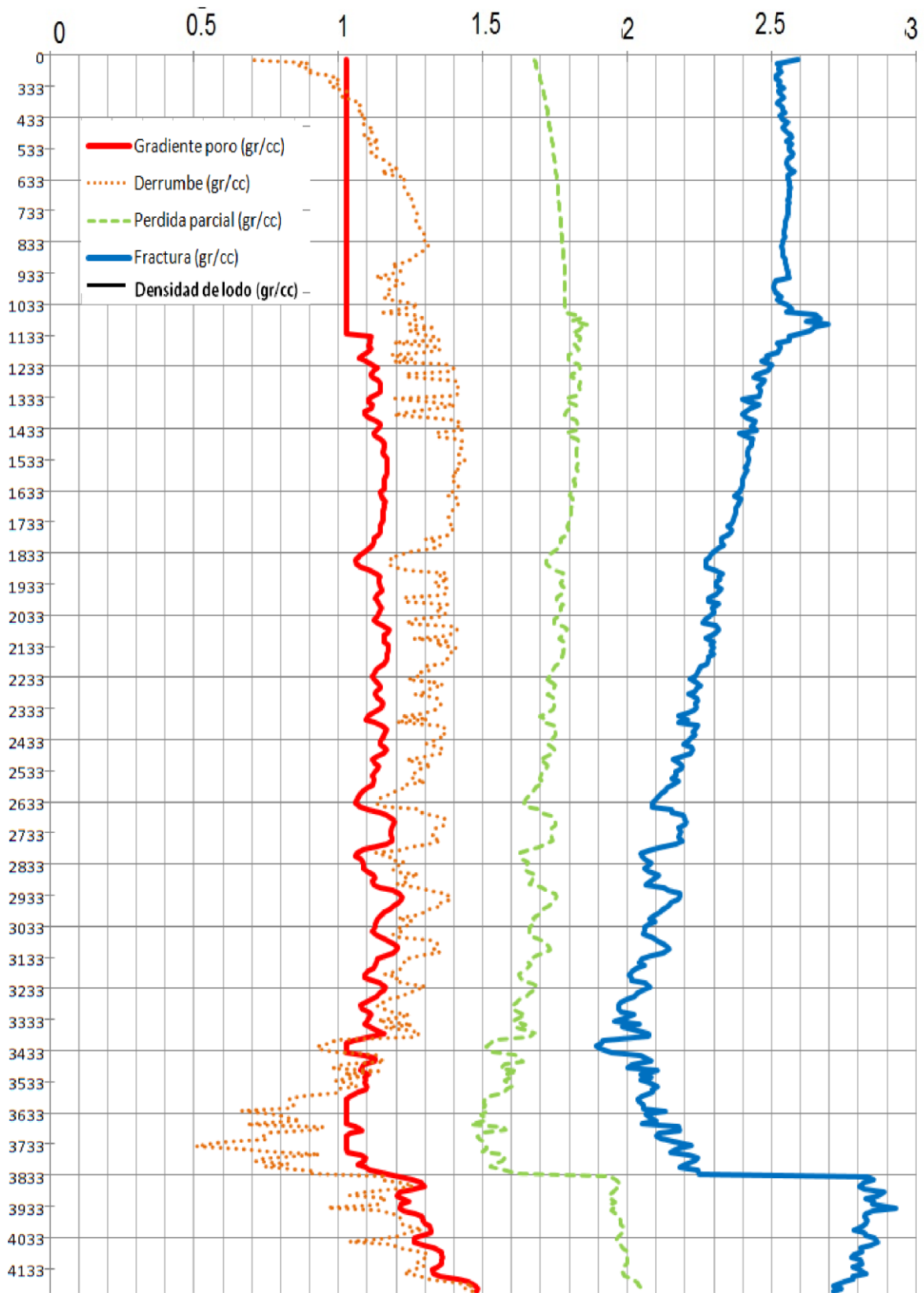


Figura 6.3 Ventana Operativa del Pozo Santana 670

6.2 Determinación de las etapas, diámetros y del asentamiento de tuberías

Con la ventana operativa ya determinada, se comienza su análisis para determinar las etapas, los asentamientos de tuberías y los diámetros tanto de TR como de barrena a utilizar.

Determinaremos primero la densidad del lodo a utilizar con la ventana operativa.

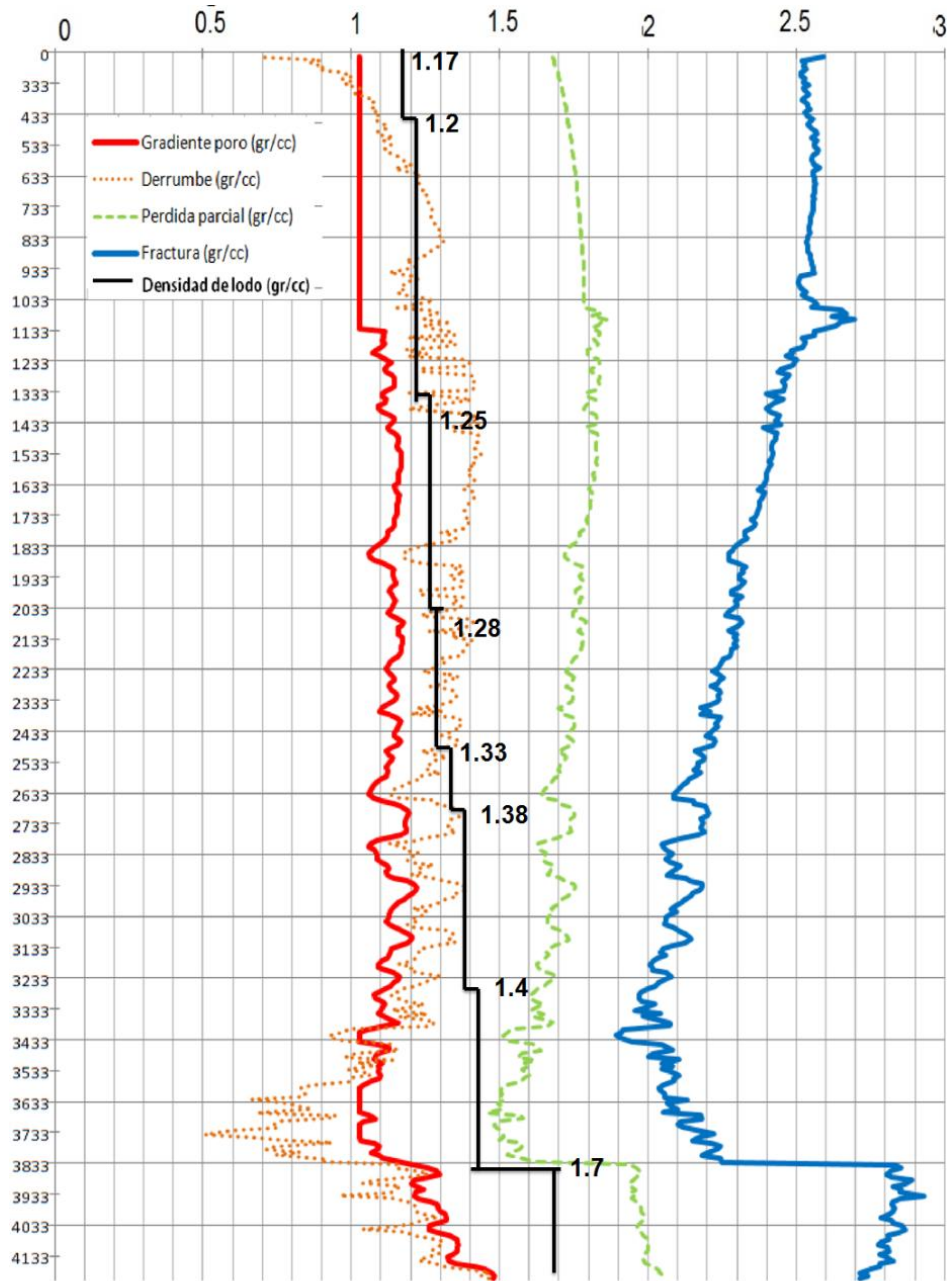


Figura 6.4 Densidades de lodos

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Con el análisis de las densidades a utilizar y considerando la falta de información y la incertidumbre de la ventana operativa se recomienda un diseño conservador. Para esto se determinan 4 etapas de tuberías.

Utilizando la figura 1.12 determinamos los diámetros de barrena y de TR a utilizar, como se muestra a continuación, considerando que, como ya se mencionó, la TR productora debe ser de 5”.

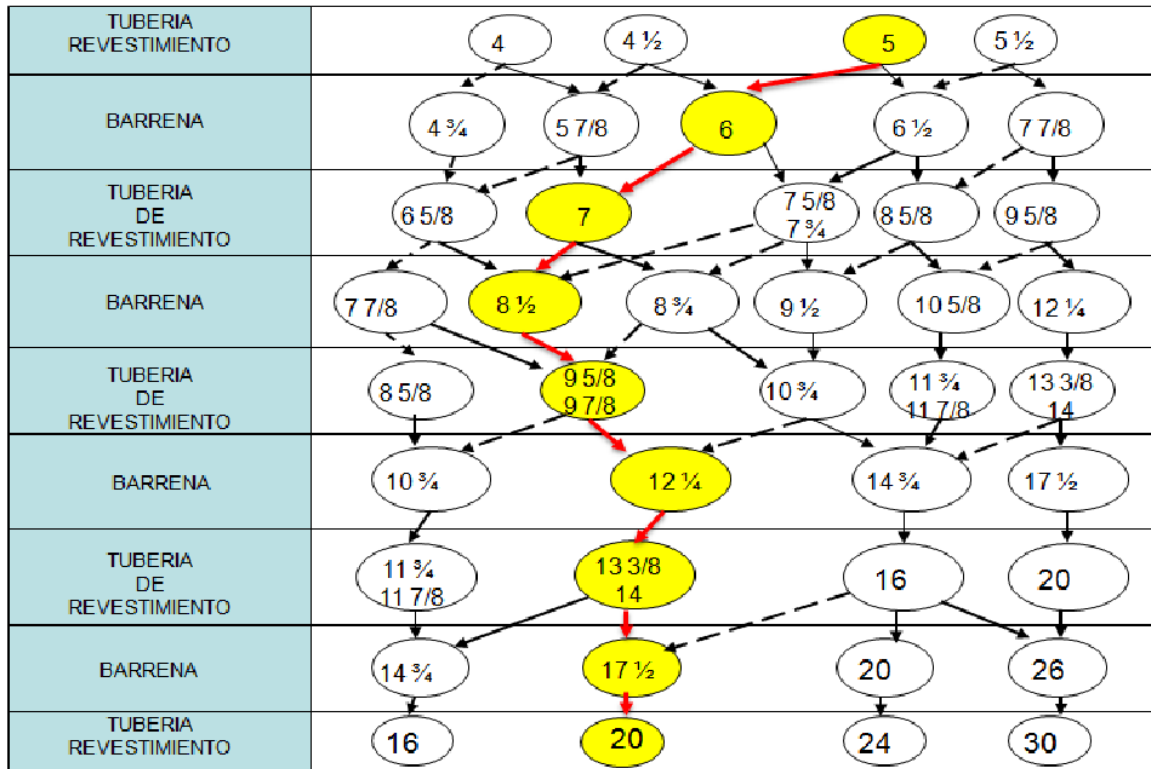


Figura 6.5 Selección de diámetros de barrena y TR

Teniendo esto en cuenta, se muestra el asentamiento de TR a través del estado mecánico del pozo, el cual quedaría como se muestra en la figura 6.6.

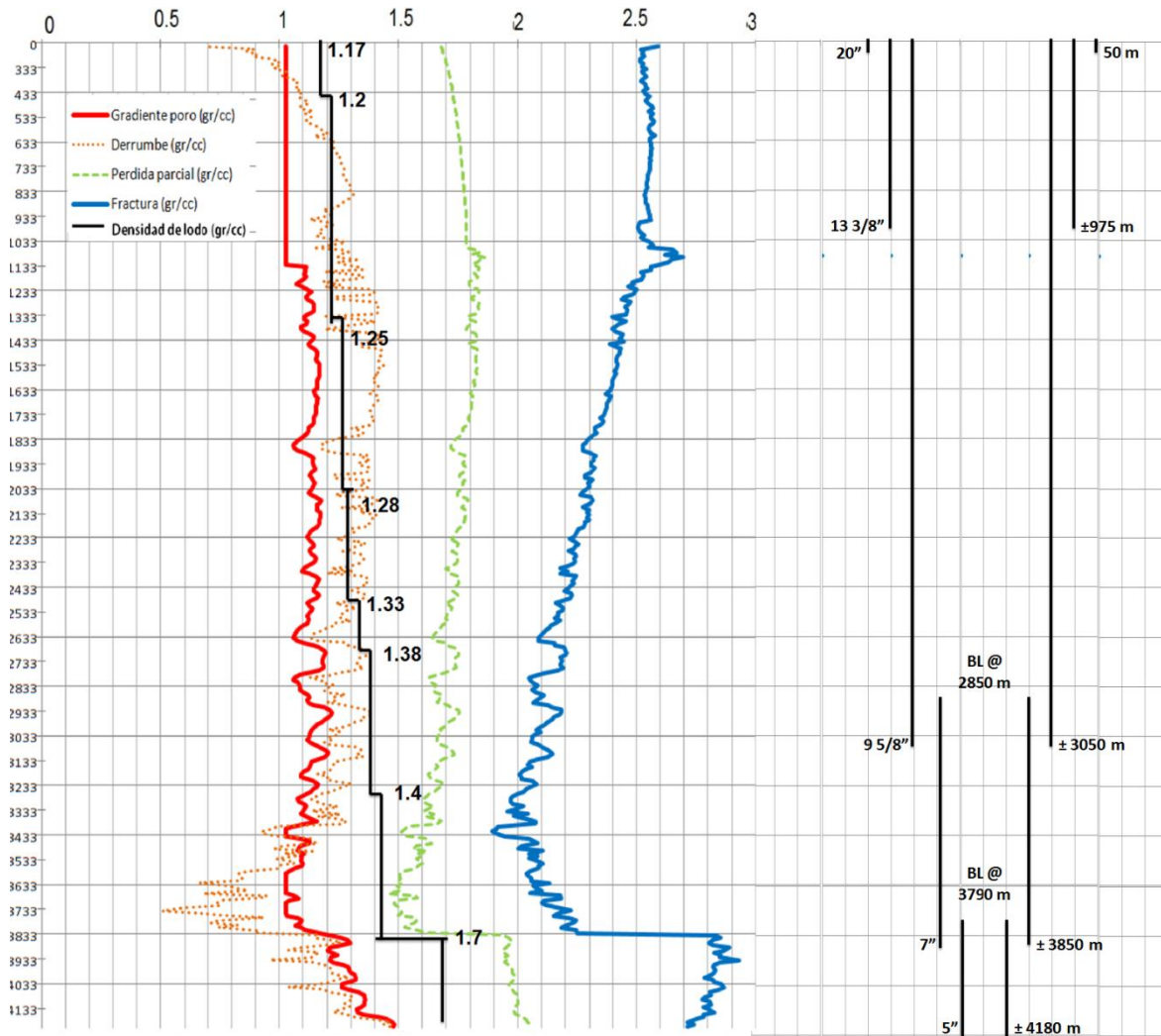


Figura 6.6 Estado mecánico del pozo Santana 670

Siendo este el análisis final.

→ Etapa 0

- Diametro de barrena = Hincado
- Diametro de TR = 20 pg
- Profundidad = 50 m
- Formación = Paraje Solo
- Objetivo = Tener un medio de circulación del fluido de control del pozo.

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

→ Etapa 1

Diametro de barrena	= 17 1/2 pg
Diametro de TR	= 13 5/8 pg
Profundidad	= ±975 m
Formación	= Paraje Solo, Cima Filisola
Objetivo	= Aislar acuíferos superficiales y medio para instalar conexiones superficiales de control.

→ Etapa 2

Diametro de barrena	= 12 1/4 pg
Diametro de TR	= 9 5/8 pg
Profundidad	= ±3050 m
Formación	= Filisola, Concepción Superior
Objetivo	= Cubrir intercalaciones lutita/arena permeables de la zona de baja presión.

→ Etapa 3

Diametro de barrena	= 8 1/2 pg
Diametro de TR	= Liner 7 pg
Profundidad	= ±3850 m
Formación	= Concepción Inferior, Encanto
Objetivo	= Cubrir intercalaciones lutita/arena de la zona de baja presión y zona de transición hasta la entrada de la zona de alta presión

→ Etapa 6

Diametro de barrena	= 6 pg
Diametro de TR	= Liner 5 pg
Profundidad	= ±4180m
Formación	= Encanto
Objetivo	= Aislar formaciones de Mioceno (Encanto) y llegar al intervalo de trabajo con la densidad requerida en el agujero de producción.

6.3 Diseño de las tuberías de revestimiento a asentar.

Determinar las tuberías adecuadas a cada una de las cuatro etapas es una tarea que actualmente se realiza por software y se utiliza procedimientos por medio del diseño Triaxial, pero para facilidad de la comprensión se realizará por medio de diseño axial, para esto se proporcionan las graficas de colapso y presión interna de cada intervalo.

→ TR 13 3/8"

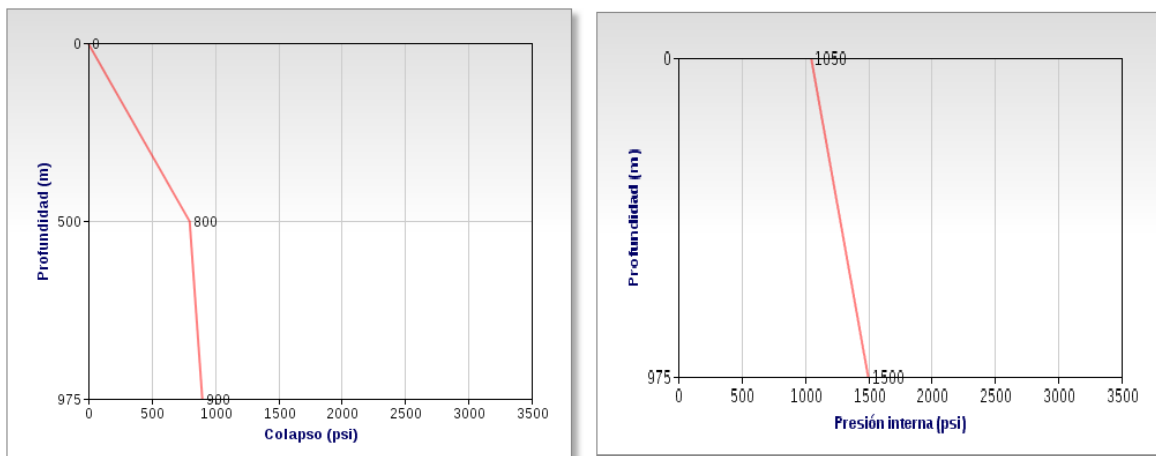


Figura 6.7 Gráficas para TR de 13 3/8"

Con esto determinamos que la tubería debe resistir 900 psi a colapso y 1500 psi a presión interna, realizando el análisis a las tuberías de 13 3/8 obtenemos la figura 6.8 que corresponde a la tubería J-55 con peso de 54.5 lb/pie.

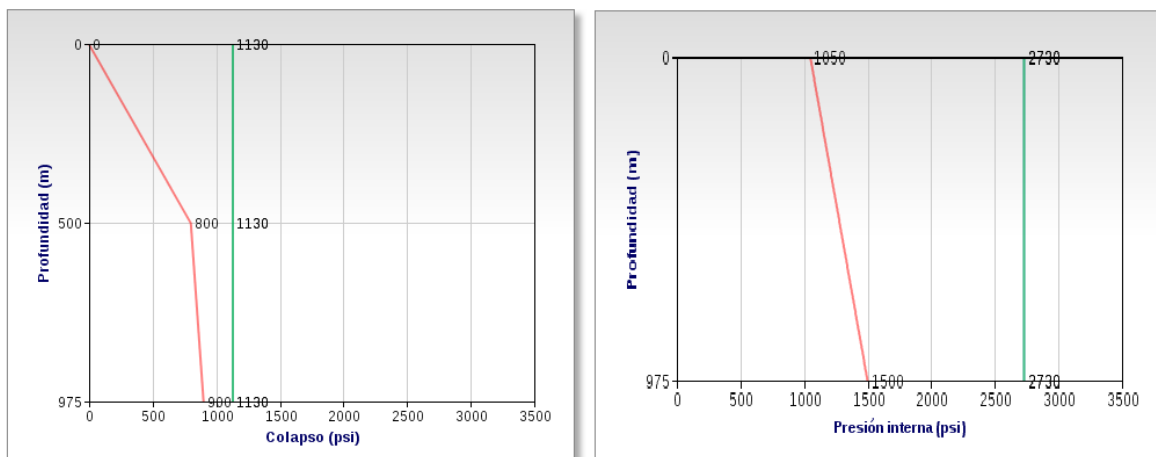


Figura 6.8 Gráficas para TR de 13 3/8 J-55

→ TR 9 5/8"

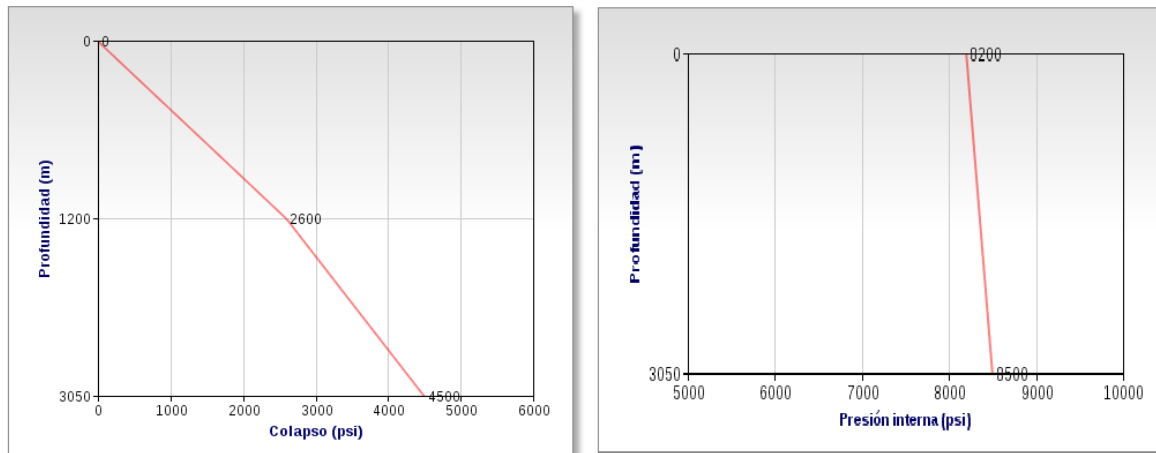


Figura 6.9 Gráficas para TR de 9 5/8"

Observando vemos que la tubería debe resistir 4500 psi de colapso y 8500 psi de presión interna, con lo cual la tubería a utilizar es P-110 con peso de 47 lb/pie, mostrando la Figura 6.10 el resultado.

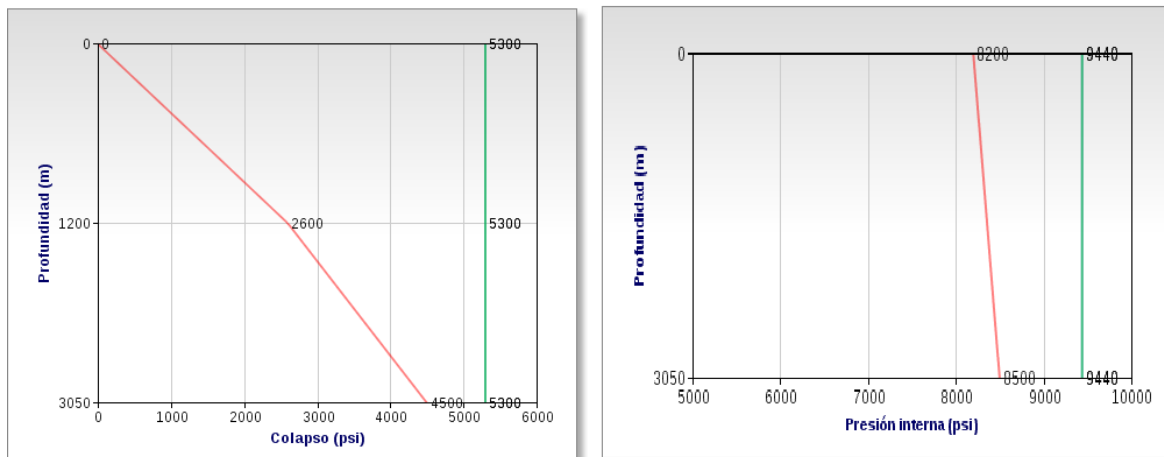


Figura 6.10 Gráficas para TR de 9 5/8" P-110

→ TR Linner 7"

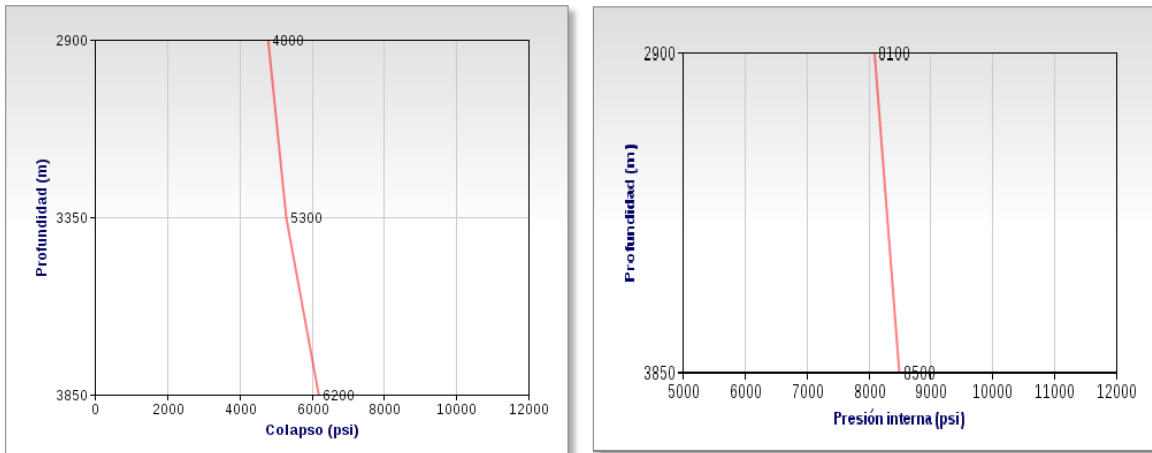


Figura 6.11 Gráficas para TR de 7"

De las gráficas obtenemos 6200 psi para colapso y 8500 psi para presión interna, además considerando los aspectos geológicos de este intervalo, y que se trata de un liner, utilizaremos la tubería TAC-100 con peso de 29 lb/pie, que da mayor resistencia al colapso, lo cual es adecuado al estar próximos a la zona de presión anormal.

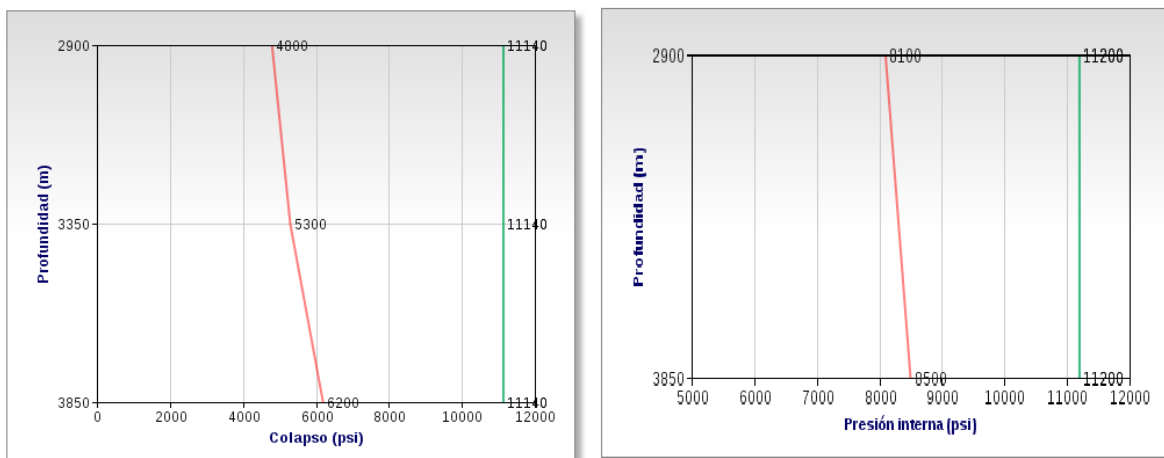


Figura 6.12 Gráficas para TR de 7" TAC-110

→ TR 5"

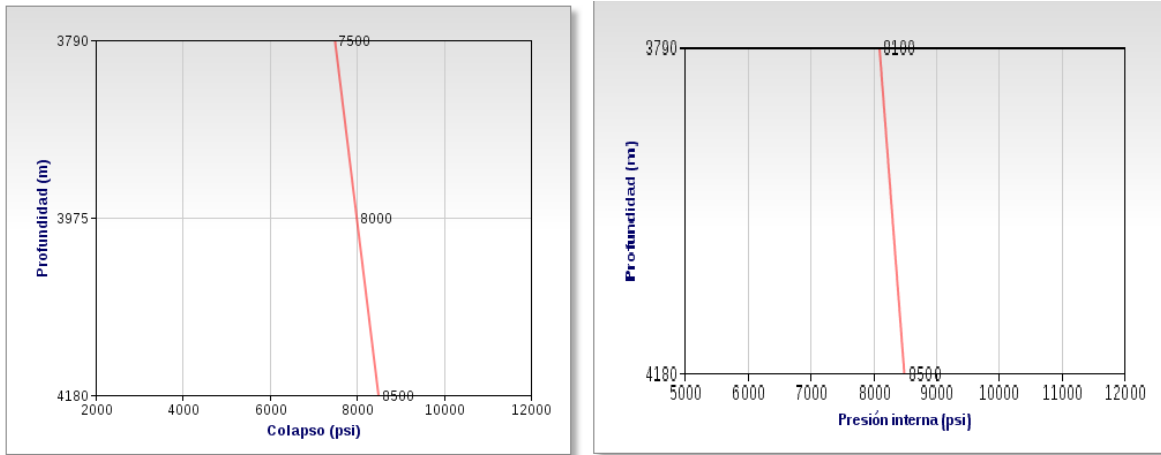


Figura 6.13 Gráficas para TR de 5"

Los datos de colapso y presión interna son 8500 psi en ambos casos; considerando que se utilizara un liner en esta sección y que la tubería anterior es para alta resistencia al colapso, se elige la TR 5" N-80 con un peso de 18 lb/pie.

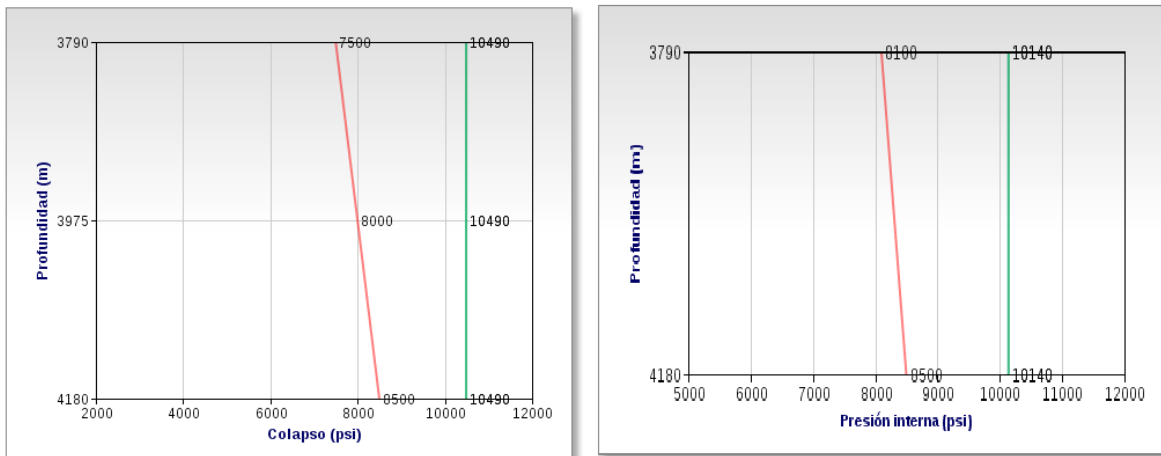


Figura 6.14 Gráficas para TR 5" N-80

→ Para ejemplificar la corrección biaxial calcularemos únicamente los datos para la tubería de 13 3/8

Peso de TR en el aire

$$Peso = 975 \times 3.28 \times 54.5 = 173971 \text{ lb}$$

Fuerzas de flotación

$$Ff = \frac{1.2 \times 975 \times 14.22}{10} \times \frac{\pi}{4} \times (13.375^2 - 12.615^2)$$
$$Ff = 25810 \text{ lb}$$

Peso TR en superficie

$$Peso_{ef} = 173971 - 25810$$
$$Peso_{ef} = 148161 \text{ lb}$$

Longitud en compresión

$$Long = \frac{25810}{54.50} = 474 \text{ pies} = 144 \text{ m}$$

Con estos datos se tiene las condiciones de fondo y superficie.

Esfuerzos

Fondo

$$Fondo = \frac{-25810}{\frac{\pi}{4} \times (13.375^2 - 12.615^2)}$$
$$Fondo = -1663 \text{ psi}$$

Superficie

$$Superficie = \frac{148130}{\frac{\pi}{4} \times (13.375^2 - 12.615^2)}$$
$$Superficie = 9548 \text{ psi}$$

Determinando las relaciones de esfuerzo actual.

**Considerando que para la tubería J-55 el esfuerzo de cedencia es de 55000.

$$Fondo = \frac{1663}{55000} = 3\%$$

$$Superficie = \frac{9548}{55000} = 18\%$$

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

Utilizando la gráfica de esfuerzos biaxiales tenemos:

Fondo 3%

$$\text{Colapso} = 102\% = 2\% \text{ incremento}$$

$$\text{Presión interna} = 98\% = 2\% \text{ decremento}$$

Superficie 18%

$$\text{Colapso} = 90\% = 10\% \text{ decremento}$$

$$\text{Presión interna} = 108\% = 8\% \text{ incremento}$$

Con esto podemos calcular los esfuerzos corregidos, los cuales serían.

Fondo

$$RC = 1130 \times 1.02 = 1152 \text{ psi}$$

$$RPI = \frac{2730}{1.02} = 2676 \text{ psi}$$

Superficie

$$RC = \frac{1130}{1.1} = 1027 \text{ psi}$$

$$RPI = 2730 \times 1.08 = 2948 \text{ psi}$$

Con esto verificamos las condiciones a las cuales será sometida la tubería. Al repetir las operaciones para los demás intervalos obtenemos el programa de tuberías.

Con el diseño total de tuberías se obtiene un programa de tuberías, el cual es:

Tabla 6.3 Programa de tuberías de revestimiento									
Diámetro Externo (pg)	Grado	Peso (lb/pie)	Diámetro Interno (pg)	Drift (pg)	Presión interna (psi)	Colapso (psi)	Tensión (lbs X 1000)	Distribución	
								de	a
13 3/8	J-55	54.5	12.615	12.495	2730	1130	853	0	975
9 5/8	P-110	47	8.681	8.525	9440	5300	1493	0	3050
7	TAC-110	29	6.184	6.059	11220	11140	929	2900	3850
5	N-80	18	4.276	4.151	10140	10490	422	3790	4180

6.4 Equipo de perforación a utilizar

Con los datos que ya fueron determinados, se tiene que considerar el peso de TR así como todas las capacidades para desplazar los fluidos de perforación, con esto el equipo elegido presenta las características de la tabla 6.4, además de tener una potencia de 2000 HP, y las cargas máximas al gancho son:

8 líneas: 258 Tons

10 líneas: 305 Tons

12 líneas: 408 Tons

Tabla 6.4 Características del equipo de perforación	
COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Mástil	IDECO, CM, 1,000,000 Lbs de Carga al Gancho
Subestructura	IDECO, 1,450,000.00 Lbs
Malacate	IDECO, 2100 HP
Top Drive	500 ton. (454 ton. métricas)
Corona	IDECO 500 ton (454 ton. métricas)
Block (Polea viajera)	IDECO 525 ton (454 ton. métricas)
Mesa Rotaria	IDECO 500 ton (454 ton. métricas)
Bombas	3, Bombas NATIONAL (1300 HP), Triplex
Motor de combustión interna	CATERPILLAR (1750 KVA)
Tanque de viajes	SYMMSA (5m ³)
Presas metálicas	3, Volumen 180 m ³
Separador gas-lodo	1.2m de diámetro, 3.6m de longitud, 1200 GPM, 125-150psi

** La capacidad del equipo con el factor de seguridad al 80% es de 363 ton. El caso más crítico que se presentaría es cuando la TR de 13 3/8" este a ± 3050 m con un peso de 341 ton.

6.5 Fluidos de perforación a utilizar en cada etapa

De acuerdo a la ventana operativa, en la figura 6.4. se tiene 8 densidades diferentes de lodos a utilizar durante la perforación. Se propone el siguiente programa de lodos de perforación. Se debe tener en cuenta que es propuesto correlacionando la información de pozos cercanos. Además no se tiene suficiente información litológica para determinar la salinidad del lodo base agua y base aceite, pero de igual manera se obtuvieron por correlaciones generales.

Los diámetros de cada etapa corresponden al diámetro de la barrena utilizada para perforar ese intervalo.

Tabla 6.5 Programa de fluidos de control									
Propiedades del fluido base agua									
Intervalo m		Tipo de fluido	Densidad gr/cm ³	Viscosidad seg	Filtrado ml	Solidos %	Viscosidad Cps	Salinidad PPM	Lubricación
17 1/4"									
51	450	Polimero	1.17	60	3.0	9-10	14-18	45,000	0.18-0.20
451	975	Polimero	1.20	60	4.0	9-11	14-190	45,000	0.18-0.20
Propiedades del fluido base aceite									
Intervalo m		Tipo de fluido	Densidad gr/cm ³	Viscosidad seg	Filtrado ml	Solidos %	Viscosidad Cps	Salinidad PPM	Lubricación
12 1/4"									
976	2000	Emulsion Inversa	1.25	50	3.0	11-12	16-20	160	0.06-0.08
2001	2500	Emulsion Inversa	1.28	50	3.0	12-13	16-21	180	0.06-0.08
2501	3050	Emulsion Inversa	1.33	50	2.0	14-16	18-23	180	0.06-0.08
8 1/2"									
3051	3300	Emulsion Inversa	1.38	55	2	15-17	19-23	200	0.06-0.08
3301	3850	Emulsion Inversa	1.40	55	2	16-17	20-24	200	0.06-0.08
6"									
3851	4180	Emulsion Inversa	1.70	60	2	25-27	29-35	180	0.06-0.08

La densidad de salida en la etapa de 6" será de 1.70 gr/cm³ y de acuerdo al comportamiento del pozo se ajustará la densidad a la ventana operativa.

Se usan dos tipos de fluidos diferentes, debido a que en la primera etapa se espera la presencia de acuíferos, los cuales no deben ser contaminados por el filtrado. Una vez cementada la TR en ese intervalo, se utiliza base aceite para evitar la reacción de las lutitas de la formación.

6.6 Programa hidráulico por etapa.

De acuerdo a lo visto en campos análogos, se sugiere el siguiente programa de barrenas, basado en el desempeño de las mejores barrenas.

Tabla 6.6 Programa de Barrenas											
Etapa	Barrena No.	Diámetro (pg)	Tipo	Intervalo (m)		Metros	ROP (m/hr)	PSB (ton.)	RPM	Presión Bba. (psi)	Gasto (gpm)
1	1	17 1/2	M323	50	975	925	15	5-10	60-80	2691	810
2	2	12 1/4	M223	975	3050	2075	10	4-8	100-140	2558	610
3	3	8 1/2	M222	3050	3850	800	10	4-8	100-140	2215	440
4	4	6	M333	3850	4180	330	5	3-6	60-80	2628	230

→ Para perforar la primera etapa ubicada en el primer intervalo de la formación Paraje Solo y cima de Filisola, compuesta por Lutitas y Arenas bien clasificadas, intercaladas con capas de Areniscas de grano fino, se recomienda usar una barrena PDC (Barrena de diamante policristalino compacto, por sus siglas en ingles) de 17 ½” de código IADC M323 con siete aletas y doble hilera de cortadores de 19 mm, diseñados para la abrasión y el impacto, con el objeto de garantizar la perforación hasta 975 metros de profundidad con una sola pieza. Se recomienda mantener altas RPM para evitar vibración.

→ Se recomienda para perforar la segunda etapa definida por el intervalo de las formaciones Filisola y Concepción Superior, compuesta en su mayoría por Lutitas bien clasificadas, intercaladas con capas de Areniscas abrasivas, utilizar con una barrena PDC de 12 ¼” de código IADC M223 con seis aletas e hilera de cortadores de 16 mm, diseñados para la abrasión y el impacto, con el objeto de poder garantizar la perforación hasta la profundidad de 3050 metros con una sola pieza. También se recomienda mantener altas RPM para evitar vibración.

→ La tercera etapa está definida por las formaciones Concepción Inferior y Encanto, las cuales son compuestas por Lutitas bien clasificadas, intercaladas con capas de Areniscas, por lo cual, para perforar se recomienda una barrena PDC de 8 ½” de código IADC M222 con seis aletas e hilera de cortadores de 16 mm,

APUNTES Y EJERCICIOS DE INGENIERÍA DE PERFORACIÓN

diseñados para la abrasión y el impacto, para poder garantizar la perforación hasta la profundidad de 3850 metros con una sola pieza.

→ La cuarta etapa es definida por el intervalo de la formación Encanto, compuesta generalmente por Lutitas Bentoníticas, calcáreas, duras, con capas de arenisca, por lo tanto se recomienda utilizar una barrenas PDC 6" de código IADC M333 con siete aletas, cortadores de 13 mm.

Para obtener estos resultados, y garantizar el enfriamiento y lubricación de la barrena se debe utilizar el siguiente programa hidráulico.

Tabla 6.7 Programa Hidráulico											
Barrena No.	Densidad (g/cm ³)	Vp (cP)	Yp lb/100p ²	DPbna (psi)	% Barrena	Hp @ Barrena	HSI (HP/pg ²)	V. Anul. (m/min)	Con. Rec. (%)	DEC (g/cm ³)	HP (sup)
1	1.20	19	25	361	13.4	159	0.66	18	22	1.26	1272
2	1.35	18	26	442	17.3	157	1.33	35	21	1.43	910
3	1.40	20	26	239	10.8	61	1.08	63	10	1.55	569
4	1.70	35	21	48	1.8	6	0.23	27	20	1.84	353

6.7 Diseño de las cementaciones de cada etapa del pozo

Con la información ya obtenida del pozo, se propone el siguiente esquema de cementaciones.

Tabla 6.8 Programa de cementaciones					
Diametro TR (pg)	Profundidad (m)	Densidad de las lechadas (gr/cm ³)	Cima del Cemento (m)	Base del Cemento (m)	Observaciones
13 3/8	975	1.6	Sup	775	Lechada de Llenado
		1.95	775	975	Lechada de Amarre
9 5/8	3050	1.65	0	2850	Lechada de Llenado
		1.95	2850	3050	Lechada de Amarre con Control de Gas
7 (L)	3850	1.95	2900	3850	Lechada Única con Control de Gas
5 (L)	4180	1.95	3790	4180	Lechada Única con Control de Gas

- La primera etapa se cementa con operaciones de cementación primaria, para lo cual se utilizo una Zapata Guía 13 3/8", 54.5 #, J-55, con un cople Diferencial 13 3/8", 54.5 #, J-55, además de Tapones de Desplazamiento, una Cabeza de Cementar.

El desplazamiento se realizará con lodo de Emulsión Inversa. Y se tiene un DEC (Densidad equivalente de control) máxima de 1.50 gr/cm^3 .

- La segunda etapa se cementa con las mismas condiciones que la primera, pero los accesorios a usar fueron una Zapata Rimadora $9 \frac{5}{8}$ ", 47 #, P-110 con un Cople Flotador $9 \frac{5}{8}$ ", 47 #, P-110. Se uso también Tapones de Desplazamiento y Cabeza de Cementar.

Se tiene un DEC máxima de 1.65 gr/cm^3 .

-La tercera y cuarta etapa se cementaran con el procedimiento para cementación de Liner, como se explica en el capítulo 4 de esta tesis.

Se utiliza un DEC de 1.75 y 1.94 gr/cm^3 respectivamente.

6.8 Equipo de seguridad a utilizar en los trabajos de perforación

Para la seguridad en los trabajos de perforación se utilizaron dos arreglos de preventores, uno para la etapa de $17 \frac{1}{2}$ " y otra para el resto de las etapas.

El primer arreglo se esquematiza en la figura 6.15.

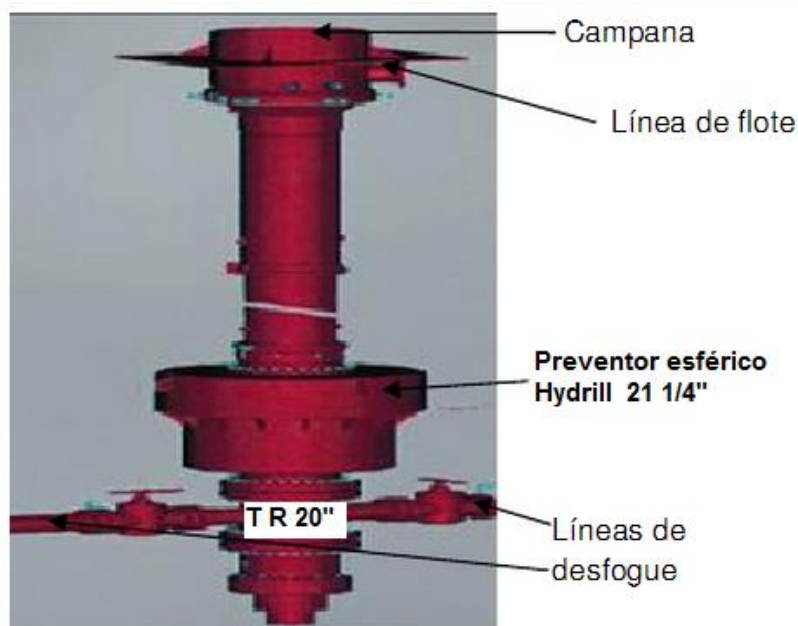


Figura 6.15 Esquema de preventores etapa 1

Para el resto de las etapas se usa un arreglo que soporte la presión superficial máxima esperada usando la densidad máxima que es 1.70 gr/cm^3 y considerando que un brote de gas invade todo el pozo.

$$PME = \left(\frac{(\rho_f \times Prof)}{10} \right) - \left(\frac{(\rho_g \times Prof)}{10} \right)$$
$$PME = \left(\frac{(1.70 \text{ gr/cm}^3 \times 4180 \text{ m})}{10} \right) - \left(\frac{(0.3 \text{ gr/cm}^3 \times 4180 \text{ m})}{10} \right)$$
$$PME = 584.6 \text{ kg/cm}^2 = 8323 \text{ psi}$$

Por lo tanto se necesita un arreglo a 10 000 psi.

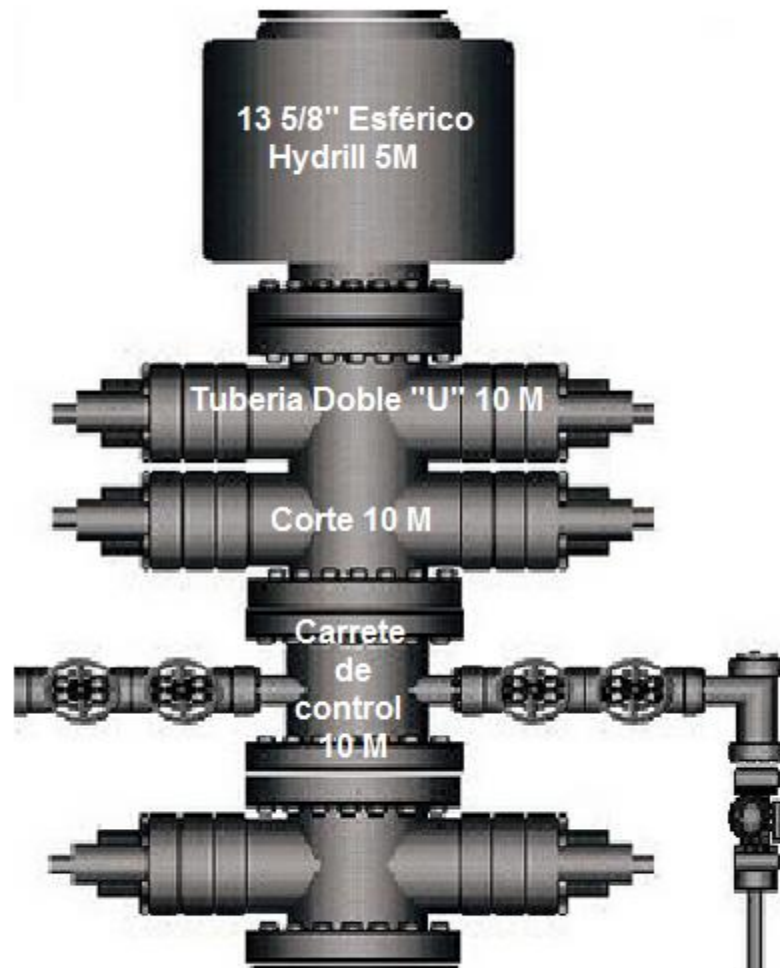


Figura 6.16 Esquema de preventores para etapas 2, 3 y 4



Figura 6.17 Imagen real del Pozo Santana 670

Conclusiones

En este trabajo se encuentran las bases para poder realizar un programa de perforación, desde el análisis de geopresiones hasta los procesos de cementaciones.

La tecnología avanza rápidamente para la industria, ahorrando tiempo, dinero y esfuerzo, pero esta no siempre está disponible para la comunidad estudiantil. Por lo que considero más importante comprender las bases sobre las cuales trabajan estas nuevas tecnologías, ya que las operaciones, sistemas y procesos a seguir no varían, únicamente se actualizan y simplifican.

El uso de métodos gráficos es de gran utilidad para entender el comportamiento de las fuerzas que se ejercen en cualquier situación. Aunque son métodos muy básicos los que aquí se han explicado, son válidos y prácticos, lo cual beneficia la comprensión de los efectos y esfuerzos presentes durante el diseño, tanto en las formaciones como en las tuberías.

Es importante contar con material de apoyo, tanto de consulta como ejercicios donde el alumno pueda ver empleados todos sus conocimientos de manera práctica, para facilitar su asimilación y poder tener un mayor panorama de su uso y aplicación.

Los diferentes ejercicios propuestos en cada capítulo, se basan en la información que maneja cada uno, así como el caso real trata de ser lo más apegado posible a lo desarrollado a lo largo de la tesis.

Sin embargo, al no contar con las facilidades de información por parte de las compañías petroleras en cuanto a restricciones de adquisición y uso de estas, es difícil obtener los datos para el desarrollo del caso real. Y aun cuando se tenga la información real, la mayoría de las veces se presenta incompleta, ya que para ahorrar costos las compañías realizan correlaciones de pozos cercanos en lugar de obtenerla directamente del pozo durante su perforación. Lo cual dificulta el análisis por parte de las personas ajenas a la compañía.

LISTA DE FIGURAS

- 1.1 Esquema de presión Hidrostática - Apuntes de clase del Ing. Agustín Velazco
- 1.2 Rangos de valor de gradientes de presión de presión
<http://es.scribd.com/doc/52895658/3/Presion-de-Formacion>
- 1.3 Presión de sobrecarga - USP 8 Diseño de la perforación de pozos
- 1.4 Compactación normal - USP 8 Diseño de la perforación de pozos
- 1.5 Compactación anormal - USP 8 Diseño de la perforación de pozos
- 1.6 Diagénesis de secuencias de lutitas - USP 8 Diseño de la perforación de pozos
- 1.7 Ejemplo de origen de presión anormal por fluidos de baja densidad - Applied drilling engineering / Richardson, tx : Society of Petroleum Engineers, 1986
- 1.8 Situaciones que ayudan a la migración a formar presiones anormales en formaciones superiores - Applied drilling engineering / Richardson, tx : Society of Petroleum Engineers, 1986
- 1.9 Gradiente de fractura - USP 8 Diseño de la perforación de pozos
- 1.10 Ventana operativa - Curso geomatica para gerentes / Schlumberger / Francisco Espitia Hernandez
- 1.11 Selección de profundidades de asentamiento de las TR's - USP 8 Diseño de la perforación de pozos
- 1.12 Guía para la selección de barrenas - Curso Geopresiones / Ing. Israel López Valdez
- 1.13 Ejemplo de uso del método 1 - Curso Geopresiones / Ing. Israel López Valdez
- 1.14 Ejemplo de uso del método 2 - Curso Geopresiones / Ing. Israel López Valdez
- 1.15 Ejemplo de uso del método 3 - Curso Geopresiones / Ing. Israel López Valdez
- 1.16 Ejemplo de uso del método 4 - Curso Geopresiones / Ing. Israel López Valdez
- 1.17 Diseño final del pozo - Curso Geopresiones / Ing. Israel López Valdez
- 2.1 Comportamiento estático de una tubería de acero - USP 5 Tuberías
- 2.2 Representación de presión interna - Apuntes de Diseño de TR
- 2.3 Solución con una tubería - Apuntes de Diseño de TR
- 2.4 Solución con varias tuberías - Apuntes de Diseño de TR
- 2.5 Tabla de selección de TR 9 5/8 - Prontuario TAMSA ®
- 2.6 Relaciones de presión interna - Apuntes de Diseño de TR
- 2.7 Esquemas de colapso en tuberías - Apuntes de Diseño de TR
- 2.8 Datos de ejemplo TR 9 5/8 - Prontuario TAMSA ®

- 2.9 Gráfica tensión - compresión - Apuntes de Diseño de TR
- 2.10 Datos de ejemplo TR 10 3/4 - Prontuario TAMSA ®
- 2.11 Gráfica Tensión- compresión - Apuntes de Diseño de TR
- 2.12 Gráfica de cálculo de esfuerzos biaxiales - Apuntes de Diseño de TR
- 2.13 Representación de esfuerzos corregidos y nominales - Apuntes de diseño de TR
- 2.14 Gráfica de esfuerzos biaxiales - Bourgoyne T. Adam et al. Applied Drilling Engineering
- 3.1 Curvas de los tipos de modelos reológicos - <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2009/12/hidraulica-de-la-cementacion.html>
- 3.2 Peso sobre la barrena contra la velocidad de perforación - USP 4 barrenas e hidráulica de perforación
- 3.3 Efecto de la velocidad de rotación sobre el ritmo de penetración -USP 4 barrenas e hidráulica de perforación
- 3.4 Velocidad de penetración contra velocidad de perforación para diferentes pesos de barrena. - USP 4 barrenas e hidráulica de perforación
- 4.1 Proceso de fabricación de cemento Portland - USP 7 Ingeniería de cementaciones
- 4.2 Tipos de consistómetros - Modulo 1: Cementos petroleros Características y análisis.
- 4.3 Viscosímetro Fann - www.eurosol.com
- 4.4 Cementación por el interior de la TR. - Apuntes de Cementación
- 4.5 Técnicas de cementaciones primarias - Apuntes de cementación
- 4.6 Aislamiento zonal - Manual de cementación Schlumberger
- 4.7 Circulación de lodo - Manual de cementación Schlumberger
- 4.8 Bombeo de lavador y espaciador - Manual de cementación Schlumberger
- 4.9 Lanzamiento del tapón inferior - Manual de cementación Schlumberger
- 4.10 Bombeo de la lechada inicial - Manual de cementación Schlumberger
- 4.11 Bombeo de la lechada de cola - Manual de cementación Schlumberger
- 4.12 Lanzamiento del tapón superior - Manual de cementación Schlumberger
- 4.13 Cementación de liner - Manual de cementación Schlumberger
- 5.1 Estado mecánico del pozo - Formulas y tablas para Trabajos de perforación y mantenimiento de pozos PEMEX

- 5.2 Cabeza de la tubería de revestimiento (TR) soldable marca FIP - Tesis Control de brotes de Juan Castañeda Pérez
- 5.3 Arreglo típico de preventores para 2,000 lb/pulg² -de presión de trabajo - Tesis Control de brotes de Juan Castañeda Pérez
- 5.4 Arreglos de preventores para 3,000 Y 5,000 lb/pulg² de presión de trabajo - Tesis Control de brotes de Juan Castañeda Pérez
- 6.1 Campos de las cuencas terciarias del sureste y de las áreas de Chiapas-Tabasco y de Campeche - "Evaluación de Formaciones en México" Schlumberger Septiembre 1984
- 6.2 Tabla de correlación estratigráfica del Sur de México - "Evaluación de Formaciones en México" Schlumberger Septiembre 1984
- 6.3 Ventana Operativa Pozo
- 6.4 Densidades de lodos
- 6.5 Selección de diámetros de barrena y TR
- 6.6 Estado Mecánico del pozo
- 6.7 Gráficas para TR de 13 3/8
- 6.8 Gráficas para TR de 13 3/8 J-55
- 6.9 Gráficas para TR de 9 5/8
- 6.10 Gráficas para TR de 9 5/8 P-110
- 6.11 Gráficas para TR de 7"
- 6.12 Gráficas para TR de 7" TAC-110
- 6.13 Gráficas para TR de 5"
- 6.14 Gráficas para TR de 5" N-80
- 6.15 Esquema de arreglo de preventores etapa 1
- 6.16 Esquema de arreglo de preventores etapas 2, 3 y 4
- 6.17 Imagen real del pozo Santana 670

LISTA DE TABLA

- 2.1 Relación de grados de tubería - USP 5 Tuberías
- 2.2 Efectos de fuerzas biaxiales - Apuntes de Diseño de TR
- 3.1 Tipos y características del equipo de superficie - “Guía de Diseño Práctico para la Hidráulica en la perforación de pozos petroleros” Pemex
- 3.2 Factor C para los diferentes tipos de equipo superficial - “Guía de Diseño Práctico para la Hidráulica en la perforación de pozos petroleros”
- 4.1 Aditivos para la pérdida de circulación - Apuntes de Cementación
- 4.2 Datos de ejemplo - USP 7 ingeniería de cementaciones
- 4.3 Diseño de aditivos - USP 7 Ingeniería de cementaciones
- 5.1 Datos de pozo - Formulas y tablas para Trabajos de perforación y mantenimiento de pozos PEMEX
- 5.2 Datos de la bomba - Formulas y tablas para Trabajos de perforación y mantenimiento de pozos PEMEX
- 5.3 Equipo de protección ambiental - NOM 017 Stps 2008
- 6.1 Columna geológica probable
- 6.2 Datos representativos de la ventana operativa
- 6.3 Programa de tuberías de revestimiento
- 6.4 Características del equipo de perforación
- 6.5 Programa de fluidos de control
- 6.6 Programa de Barrenas
- 6.7 Programa Hidráulico
- 6.8 Programa de cementaciones

Bibliografía

ADAM T. Bourgoyne Jr, et al. *Applied Drilling Engineering* SPE textbook series, Vol 2

Un siglo de la Perforación en México Capítulos; Tuberías, Control de brotes, Seguridad Industrial, Registros geofisicos

Programa Básico de Seguridad Manual del Alumno Rig Pass (IADC) Perforación y Mantenimiento de Pozos

CHARRIER, Adams *Drilling Engineering*

Apuntes de clase de Ingeniería de Perforación Ing. Agustín Velazco

Apuntes de clase de Ingeniería de Perforación Ing. Rafael Viñas

“Guía de Diseño Práctico para la Hidráulica en la perforación de pozos petroleros”
Pemex

“Formulas y tablas para Trabajos de perforación y mantenimiento de pozos” PEMEX